



ГИПРОВОСТОКНЕФТЬ
АКЦИОНЕРНОЕ ОБЩЕСТВО

Заказчик – ООО «Газпромнефть-Заполярье»

**Напорный нефтепровод Тас-Юряхского
месторождения. Участок 1**

ПРОЕКТНАЯ ДОКУМЕНТАЦИЯ

**Раздел 3. Технологические и конструктивные
решения линейного объекта. Искусственные
сооружения**

Часть 1. Промысловые трубопроводы

ТЮ-ННП.У1-П-ТКР.01.00

Том 3.1

Изм.	№ док.	Подп.	Дата
7	2255-25		20.03.25
8	7989-25		15.09.25
9	8443-25		30.09.25
10	8634-25		02.10.25



ГИПРОВОСТОКНЕФТЬ

АКЦИОНЕРНОЕ ОБЩЕСТВО

Заказчик – ООО «Газпромнефть-Заполярье»

**Напорный нефтепровод Тас-Юряхского
месторождения. Участок 1**

ПРОЕКТНАЯ ДОКУМЕНТАЦИЯ

**Раздел 3. Технологические и конструктивные
решения линейного объекта. Искусственные
сооружения**

Часть 1. Промысловые трубопроводы

ТЮ-ННП.У1-П-ТКР.01.00

Том 3.1

Главный инженер

Н.П. Попов

Руководитель направления


Н.С. Ерофеева


Главный инженер проекта

Н.В. Володина

Инов. № подл.	Подпись и дата	Взам. инв. №

Обозначение	Наименование	Примечание
ТЮ-ННП.У1-П-ТКР.01.00-С-001	Содержание тома 3.1	Изм. 1,2,3,4,5,6,7,8, 9
ТЮ-ННП.У1-П-СП.00.00-СП-001	Состав проектной документации	
ТЮ-ННП.У1-П-ТКР.01.00-ГЧ	Промысловые трубопроводы. Текстовая часть	Изм. 1,2,3,4,5,6,7,8, 9
ТЮ-ННП.У1-П-ТКР.01.00-ГЧ-001	Обзорная схема напорного нефтепровода. Участок 1	Изм. 3,9
ТЮ-ННП.У1-П-ТКР.01.00-ГЧ-002	Схема принципиальная технологическая напорного нефтепровода	Изм. 2,3,4,5, 6,9
ТЮ-ННП.У1-П-ТКР.01.00-ГЧ-003	Узел запуска СОД DN300 с электроприводной запорной арматурой. План. Разрез 1-1. Вид А	Изм. 1,2,6,8,9
ТЮ-ННП.У1-П-ТКР.01.00-ГЧ-004	Емкость дренажная ЕП-001. План. Виды	Изм. 2,9
ТЮ-ННП.У1-П-ТКР.01.00-ГЧ-005	Узел запорной арматуры УЗА-001. План. Разрез 1-1. Виды	Изм. 1,2,9,10 (Зам.)
ТЮ-ННП.У1-П-ТКР.01.00-ГЧ-006	Узел запорной арматуры УЗА-001.1. План. Разрез 1-1	Изм. 9
ТЮ-ННП.У1-П-ТКР.01.00-ГЧ-007	Схема принципиальная технологическая узлов запорной арматуры	Изм. 9
ТЮ-ННП.У1-П-ТКР.01.00-ГЧ-008	Схема принципиальная технологическая узла запуска СОД	Изм. 9
ТЮ-ННП.У1-П-ТКР.01.00-РР-001	Расчет на прочность подземного нефтепровода	Изм. 1,2,3,8,9

Инва. № подл.	Разраб.	Аширов		02.10.25	Содержание тома 3.1	Стадия	Лист	Листов							
						П		1							
						 ГИПРОВОСТОКНЕФТЬ									
Инв. № подл.	Н.контр.	Поликашина		02.10.25											
Подпись и дата	10	-	Зам.	8634-25		02.10.25	ТЮ-ННП.У1-П-ТКР.01.00-С-001								
										Изм.	Кол.уч.	Лист	№ док.	Подпись	Дата
Взам. инв. №															

Номер тома		Обозначение		Наименование		Примечание				
1		ТЮ-ННП.У1-П-ПЗ.00.00		Раздел 1. Пояснительная записка		Изм.1,2,3,4,5, 6, 7, 8, 9, 10 (Зам.)				
2		ТЮ-ННП.У1-П-ППО.00.00		Раздел 2. Проект полосы отвода		Изм. 1, 2, 3, 4, 5 (Зам.)				
				Раздел 3. Технологические и конструктивные решения линейного объекта. Искусственные сооружения						
3.1		ТЮ-ННП.У1-П-ТКР.01.00		Часть 1. Промысловые трубопроводы		Изм.1, 2, 3, 4, 5, 6, 7, 8, 9 (Зам.)				
3.2		ТЮ-ННП.У1-П-ТКР.02.00		Часть 2. Автоматизированная система управления технологическими процессами		Изм.1, 2, 3, 4 (Зам.)				
3.3		ТЮ-ННП.У1-П-ТКР.03.00		Часть 3. Организация и условия труда работников. Управление производством и предприятием		Изм.1, 2 (Зам.)				
3.4		ТЮ-ННП.У1-П-ТКР.04.00		Часть 4. Оптическая линия СОУ		Изм. 1, 2, 3, 4 (Зам.)				
				Раздел 4. Здания, строения и сооружения, входящие в инфраструктуру линейного объекта						
				Часть 1. Пояснительная записка		Не разрабатывается				
4.2.1		ТЮ-ННП.У1-П-ИЛО.02.01		Часть 2 Схема планировочной организации земельного участка						
				Книга 1. Схема планировочной организации земельного участка		Изм. 1, 2, 3, 4, 5 (Зам.)				
				Часть 3. Объемно-планировочные и архитектурные решения		Не разрабатывается				
				Часть 4. Конструктивные решения						
4.4.0		ТЮ-ННП.У1-П-ИЛО.04.00		Книга 0. Расчеты						
4.4.1		ТЮ-ННП.У1-П-ИЛО.04.01		Книга 1. Текстовая часть		Изм. 1, 2, 3, 4 (Зам.)				
4.4.2		ТЮ-ННП.У1-П-ИЛО.04.02		Книга 2. Графическая часть		Изм. 1, 2, 3, 4, 5, 6, 7, 8 (Зам.)				
4.4.3		ТЮ-ННП.У1-П-ИЛО.04.03		Книга 3. Графическая часть		Не разрабатывается				
4.4.4		ТЮ-ННП.У1-П-ИЛО.04.04		Книга 4. Температурная стабилизация грунтов		Изм. 1, 2, 3 (Зам.)				
Взам. инв. №		9		-	Зам.	8099-25		27.09.25	ТЮ-ННП.У1-П-СП.00.00-СП-001	
		10		-	Зам.	9078-25		17.10.25		
		Изм.	Кол.уч.	Лист	№ док.	Подпись	Дата			
Инв. № подл.		Разраб.		Ерофеева				30.09.24	Состав проектной документации	
		Рук.направл.		Ерофеева				30.09.24		
		Н.контр.		Поликашина				30.09.24		
		ГИП		Володина				30.09.24		
								Стадия	Лист	Листов
								П	1	3
								 ГИПРОВОСТОКНЕФТЬ		

Номер тома	Обозначение	Наименование	Примечание		
4.4.5	ТЮ-ННП.У1-П-ИЛО.04.05	Книга 5. Геотехнический мониторинг	Изм.1, 2, 3, 4, 5, 6, 7, 8 (Зам.)		
		Часть 5. Сведения об инженерном оборудовании, о сетях инженерно-технического обеспечения, перечень инженерно-технических мероприятий, содержание технологических решений			
		Книга 1. Система электроснабжения			
4.5.1.1	ТЮ-ННП.У1-П-ИЛО.05.01.01	Книга 1. Система электроснабжения. Текстовая часть	Изм. 1, 2, 3 (Зам.)		
4.5.1.2	ТЮ-ННП.У1-П-ИЛО.05.01.02	Книга 2. Система электроснабжения. Графическая часть	Изм. 1, 2, 3 (Зам.)		
4.5.2		Книга 2. Система водоснабжения	Не разрабатывается		
4.5.3		Книга 3. Система водоотведения	Не разрабатывается		
4.5.4		Книга 4. Отопление, вентиляция и кондиционирование воздуха, тепловые сети	Не разрабатывается		
4.5.5	ТЮ-ННП.У1-П-ИЛО.05.05	Книга 5. Сети связи	Изм. 1, 2, 3, 4, 5 (Зам.)		
4.5.6		Книга 6. Система газоснабжения	Не разрабатывается		
		Часть 6. Технологические решения	Не разрабатывается		
5	ТЮ-ННП.У1-П-ПОС.00.00	Раздел 5. Проект организации строительства	Изм. 1, 2, 3, 4, 5 (Зам.)		
		Раздел 6. Мероприятия по охране окружающей среды			
6.1	ТЮ-ННП.У1-П-ООС.01.00	Часть 1. Пояснительная записка	Изм. 1, 2, 3, 4, 5 (Зам.)		
6.2	ТЮ-ННП.У1-П-ООС.02.00	Часть 2. Приложения. Графическая часть	Изм. 1, 2, 3, 4, 5 (Зам.)		
6.3	ТЮ-ННП.У1-П-ООС.03.00	Часть 3. Материалы оценки воздействия на окружающую среду	Изм. 1, 2, 3, 4, 5 (Зам.)		
7	ТЮ-ННП.У1-П-ПБ.00.00	Раздел 7. Мероприятия по обеспечению пожарной безопасности	Изм. 1, 2 (Зам.)		
8	ТЮ-ННП.У1-П-ТБЭ.00.00	Раздел 8. Требования к обеспечению безопасной эксплуатации линейного	Изм. 1, 2, 3 (Зам.)		
		ТЮ-ННП.У1-П-СП.00.00-СП-001	Лист		
			2		
Изм.	Кол.уч.		Лист	№ док.	Подпись

СПИСОК ИСПОЛНИТЕЛЕЙ

Начальник отдела	С.А. Силин
Главный специалист	Т.Н. Дрынкина
Заведующий группой	В.Е. Лопатин
Заведующий группой	Н.С. Маркелова
Ведущий инженер	М.В. Аширов
Ведущий инженер	О.А. Мелешко

ОМПР:

Начальник отдела	М.А. Юдаков
Главный специалист	М.А. Федотенко
Заведующий группой	А.В. Елуферьев
Ведущий инженер	А.А. Ковров
Нормоконтролер	Е.В. Поликашина

СОДЕРЖАНИЕ

1 ПРОМЫСЛОВЫЕ ТРУБОПРОВОДЫ.....	1-4
1.1 Исходные данные для проектирования	1-4
1.2 СВЕДЕНИЯ О ТОПОГРАФИЧЕСКИХ, ИНЖЕНЕРНО-ГЕОЛОГИЧЕСКИХ, ГИДРОГЕОЛОГИЧЕСКИХ, МЕТЕОРОЛОГИЧЕСКИХ И КЛИМАТИЧЕСКИХ УСЛОВИЯХ УЧАСТКА, НА КОТОРОМ БУДЕТ ОСУЩЕСТВЛЯТЬСЯ СТРОИТЕЛЬСТВО, РЕКОНСТРУКЦИЯ, КАПИТАЛЬНЫЙ РЕМОНТ ЛИНЕЙНОГО ОБЪЕКТА	1-5
1.2.1 Топографические условия	1-5
1.2.2 Инженерно-геологические условия.....	1-5
1.2.3 Геокриологические условия	1-6
1.2.4 Свойства грунтов.....	1-8
1.2.5 Гидрогеологические условия.....	1-9
1.2.6 Климатические и метеорологические условия.....	1-11
1.3 СВЕДЕНИЯ ОБ ОСОБЫХ ПРИРОДНО-КЛИМАТИЧЕСКИХ УСЛОВИЯХ ЗЕМЕЛЬНОГО УЧАСТКА, ПРЕДОСТАВЛЯЕМОГО ДЛЯ РАЗМЕЩЕНИЯ ЛИНЕЙНОГО ОБЪЕКТА (СЕЙСМИЧНОСТЬ, МЕРЗЛЫЕ ГРУНТЫ, ОПАСНЫЕ ГЕОЛОГИЧЕСКИЕ ПРОЦЕССЫ И ДР.)	1-12
1.4 СВЕДЕНИЯ О ТЕХНОГЕННЫХ ФАКТОРАХ ПРИ СТРОИТЕЛЬСТВЕ ПРОЕКТИРУЕМЫХ СООРУЖЕНИЙ	1-14
1.5 СВЕДЕНИЯ О ПРОЧНОСТНЫХ И ДЕФОРМАЦИОННЫХ ХАРАКТЕРИСТИКАХ ГРУНТА В ОСНОВАНИИ ЛИНЕЙНОГО ОБЪЕКТА.....	1-15
1.6 СВЕДЕНИЯ ОБ УРОВНЕ ГРУНТОВЫХ ВОД, ИХ ХИМИЧЕСКОМ СОСТАВЕ, АГРЕССИВНОСТИ ПО ОТНОШЕНИЮ К МАТЕРИАЛАМ ИЗДЕЛИЙ И КОНСТРУКЦИЙ ПОДЗЕМНОЙ ЧАСТИ ЛИНЕЙНОГО ОБЪЕКТА	1-19
1.7 СВЕДЕНИЯ О ПРОЕКТНОЙ МОЩНОСТИ (ПРОПУСКНОЙ СПОСОБНОСТИ, ГРУЗООБОРОТЕ, ИНТЕНСИВНОСТИ ДВИЖЕНИЯ И ДР.) ЛИНЕЙНОГО ОБЪЕКТА.....	1-20
1.8 ПОКАЗАТЕЛИ И ХАРАКТЕРИСТИКИ ТЕХНОЛОГИЧЕСКОГО ОБОРУДОВАНИЯ И УСТРОЙСТВ ЛИНЕЙНОГО ОБЪЕКТА (В ТОМ ЧИСЛЕ ВОЗМОЖНОСТЬ АВТОМАТИЧЕСКОГО РЕГУЛИРОВАНИЯ ТАКИХ ОБОРУДОВАНИЯ И УСТРОЙСТВ), ОБЕСПЕЧИВАЮЩИЕ СОБЛЮДЕНИЕ ТРЕБОВАНИЙ ТЕХНИЧЕСКИХ РЕГЛАМЕНТОВ	1-20
1.8.1 Напорный нефтепровод	1-20
1.8.2 Узел запуска СОД DN300 с электроприводной арматурой.....	1-23
1.8.3 Емкость дренажная ЕП-001	1-26
1.8.4 Узлы запорной арматуры УЗА-001.1 и УЗА-001.....	1-27
1.9 ПЕРЕХОДЫ НАПОРНОГО НЕФТЕПРОВОДА ЧЕРЕЗ ПРЕПЯТСТВИЯ	1-28
1.9.1 Переходы напорного нефтепровода через коммуникации	1-28
1.9.2 Переходы напорного нефтепровода через автодороги	1-31
1.10 ПЕРЕХОДЫ НАПОРНОГО НЕФТЕПРОВОДА ЧЕРЕЗ ВОДНЫЕ ПРЕГРАДЫ	1-33
1.11 ЗНАКИ ПО ТРАССЕ НЕФТЕПРОВОДА	1-35
1.12 ОЧИСТКА ПОЛОСТИ, ИСПЫТАНИЯ, КОНТРОЛЬ КАЧЕСТВА СВАРНЫХ СОЕДИНЕНИЙ ТРУБОПРОВОДОВ	1-35
1.13 ТЕПЛОГИДРАВЛИЧЕСКИЙ РАСЧЕТ НАПОРНОГО НЕФТЕПРОВОДА ТАС-ЮРЯХСКОГО МЕСТОРОЖДЕНИЯ.....	1-42
1.13.1 Исходные данные	1-42
1.13.2 Результаты теплогидравлического расчета напорного нефтепровода от УПНГ Тас-Юряхского месторождения до УПН Чаяндынского месторождения	1-47
1.13.3 Анализ результатов теплогидравлического расчета напорного нефтепровода от УПНГ Тас-Юряхского месторождения до УПН Чаяндынского месторождения	1-62
1.13.4 Проверочный расчет трубопровода от УПНГ Тас-Юряхского месторождения до УПН Чаяндынского месторождения на гидравлический удар	1-62
1.14 ПЕРЕЧЕНЬ МЕРОПРИЯТИЙ ПО ЭНЕРГОСБЕРЕЖЕНИЮ	1-66
1.15 ОБОСНОВАНИЕ КОЛИЧЕСТВА И ТИПОВ ОБОРУДОВАНИЯ, В ТОМ ЧИСЛЕ ГРУЗОПОДЪЕМНОГО, ТРАНСПОРТНЫХ СРЕДСТВ И МЕХАНИЗМОВ, ИСПОЛЬЗУЕМЫХ В ПРОЦЕССЕ СТРОИТЕЛЬСТВА, РЕКОНСТРУКЦИИ ЛИНЕЙНОГО ОБЪЕКТА	1-66
1.16 СВЕДЕНИЯ О ЧИСЛЕННОСТИ И ПРОФЕССИОНАЛЬНО-КВАЛИФИКАЦИОННОМ СОСТАВЕ ПЕРСОНАЛА С РАСПРЕДЕЛЕНИЕМ ПО ГРУППАМ ПРОИЗВОДСТВЕННЫХ ПРОЦЕССОВ, ЧИСЛО И ОСНАЩЕННОСТЬ РАБОЧИХ МЕСТ.....	1-66
1.17 ОБОСНОВАНИЕ ПРИНЯТЫХ В ПРОЕКТНОЙ ДОКУМЕНТАЦИИ АВТОМАТИЗИРОВАННЫХ СИСТЕМ УПРАВЛЕНИЯ ТЕХНОЛОГИЧЕСКИМИ ПРОЦЕССАМИ, АВТОМАТИЧЕСКИХ СИСТЕМ ПО ПРЕДОТВРАЩЕНИЮ НАРУШЕНИЯ УСТОЙЧИВОСТИ И КАЧЕСТВА РАБОТЫ ЛИНЕЙНОГО ОБЪЕКТА	1-67
1.18 ОПИСАНИЕ И ОБОСНОВАНИЕ ПРОЕКТНЫХ РЕШЕНИЙ ПРИ РЕАЛИЗАЦИИ ТРЕБОВАНИЙ, ПРЕДУСМОТРЕННЫХ СТАТЬЕЙ 8 ФЕДЕРАЛЬНОГО ЗАКОНА «О ТРАНСПОРТНОЙ БЕЗОПАСНОСТИ»	1-67
1.19 ОБОСНОВАНИЕ ТЕХНИЧЕСКИХ РЕШЕНИЙ ПО СТРОИТЕЛЬСТВУ, РЕКОНСТРУКЦИИ, КАПИТАЛЬНОМУ РЕМОНТУ В СЛОЖНЫХ ИНЖЕНЕРНО-ГЕОЛОГИЧЕСКИХ УСЛОВИЯХ	1-68
2 МАТЕРИАЛЬНОЕ ИСПОЛНЕНИЕ И АНТИКОРРОЗИОННЫЕ ПОКРЫТИЯ.....	2-1

2.1 Назначение	2-1
2.2 Общие положения.....	2-1
2.2.1 Промысловые трубопроводы.....	2-1
2.3 Характеристика района	2-1
2.4 Материальное исполнение.....	2-1
2.4.1 Трубы.....	2-1
2.4.2 Детали трубопроводов и фланцы	2-3
2.4.3 Крепежные детали.....	2-4
2.4.4 Запорная и регулирующая арматура	2-4
2.4.5 Опоры трубопроводов.....	2-4
2.5 Расчёт толщины стенки стальных трубопроводов.....	2-4
2.5.1 Исходные данные	2-4
2.5.2 Расчёт толщины стенки промысловых трубопроводов	2-6
2.5.3 Расчёт срока службы трубопроводов	2-7
2.5.4 Проверочный расчет на прочность трубопроводов	2-8
2.5.5 Расчёт прилегания.....	2-10
2.5.6 Выборка типоразмеров труб	2-10
2.6 Выбор материального исполнения футляров	2-12
2.7 Расчёт балластировки трубопроводов.....	2-12
2.8 Сварка трубопроводов. Контроль сварных швов.....	2-15
2.9 Антикоррозионные покрытия.....	2-17
3 ЭЛЕКТРОХИМИЧЕСКАЯ ЗАЩИТА.....	3-1
Приложение А Перечень законодательных актов РФ и нормативных документов	А-1
Приложение Б Ведомость оборудования, изделий и материалов. Сбор и транспорт нефти и газа	Б-1
Приложение В Письмо ООО 'Газпромнефть-Заполярье' №11/1/009992 от 30.08.2024 о направлении информации по разделению объекта.....	В-1
Приложение Г Письмо ООО 'Газпромнефть-Заполярье' №11/1/013952 от 04.12.2024 о классе прочности ш. ТЮ-ННП.У1	Г-1

1 Промысловые трубопроводы

1.1 Исходные данные для проектирования

Настоящий раздел проектной документации разработан на основании следующих документов:

- Задание на проектирование «Напорный нефтепровод Тас-Юряхского месторождения. Участок 1», утвержденное Генеральным директором ООО «Газпромнефть - Заполярье» Крупениковым В.Б. в 2024 г.;
- Изменение №2 к заданию на проектирование «Напорный нефтепровод Тас-Юряхского месторождения. Участок 1», утвержденное Техническим директором ООО «Газпромнефть - Заполярье» Столяровым В.И. в 2025 г.;
- Приложение к заданию на проектирование «Перечень типовой документации проектирования, рекомендованной к применению при разработке ПСД»;
- Приложение к заданию на проектирование «Перечень законодательных актов и нормативно-технических документов РФ, локальных нормативных актов Компании, рекомендуемых к применению при разработке ПСД»;
- ТТТ-01.02.04-01 «Трубная продукция в том числе с внутренней и внешней изоляцией. Типовые технические требования на изготовление и поставку оборудования для систем трубопроводного транспорта жидкости и газа»;
- ТТР-01.02.04-13 «Типовые технические решения при проектировании и строительстве линейной части трубопроводов при обустройстве месторождений нефти и газа. Типовые технические решения для систем трубопроводного транспорта жидкости и газа»;
- ТТТ-01.02.04-02 «Типовые технические требования на изготовление и поставку соединительных деталей трубопроводов для систем трубопроводного транспорта жидкости и газа»;
- ТТТ-01.02.04-03 «Камеры пуска и приема средств очистки и диагностики трубопроводов. Типовые технические требования на изготовление и поставку оборудования для систем трубопроводного транспорта жидкости и газа»;
- Методические документы Заказчика;
- Нормативно-техническая документация, действующая на территории Российской Федерации (Приложение А).
- Письмо ООО «Газпромнефть - Заполярье» от 30.09.24 г. №11/1/009992 о направлении информации по разделению объекта «Напорный нефтепровод Тас-Юряхского месторождения» на три отдельных проекта (Приложение В);
- Письмо ООО «Газпромнефть - Заполярье» от 10.09.24 г. №11/1/010358-02 о направлении исходных данных для гидравлического расчета;
- Материалы инженерных изысканий, выполненные ООО "Технологии проектирования" в 2024 г.

1.2 Сведения о топографических, инженерно-геологических, гидрогеологических, метеорологических и климатических условиях участка, на котором будет осуществляться строительство, реконструкция, капитальный ремонт линейного объекта

1.2.1 Топографические условия

В административном отношении район работ расположен в Республике Саха (Якутия), Мирнинском районе, Тас-Юряхском ЛУ.

Объект проектирования «Напорный нефтепровод Тас-Юряхского месторождения. Участок 1» расположен в 256,2 км на северо-восток от пгт. Витим, в 132,3 км на северо-запад от г. Ленск, в 27,4 км на юго-восток от с. Тас-Юрях.

К месторождению проходят дороги с твердым покрытием. Аэропорт «Талакан» расположен в 243,6 км на юго-запад от участка проведения работ.

1.2.2 Инженерно-геологические условия

В физико-географическом отношении район проведения работ расположен в пределах Приленского плато Средне-Сибирского плоскогорья на левобережье р. Лены (среднее течение).

В границах размещения проектируемого напорного нефтепровода представлены сосново - лиственничные и лиственнично-сосновые, местами с участием ели и березы брусничные леса, сосновые разнотравные вторичные леса, березово-еловые разнотравные леса, лиственнично-еловые с участием ерника зеленомошные леса, а также лиственнично-сосновые зеленомошные и лиственнично-сосновые с участием березы и ерника редколесья на мерзлотных дерново- и перегнойно-карбонатных почвах, осоково-вейниковые кочкарники и травяные болота на мерзлотных торфяно-болотных почвах.

Основной отпечаток в рельефе оставило среднечетвертичное оледенение, носившее полупокровный характер. Морфологически рельеф представляет собой волнистое плато на линейно-складчатых карбонатно-глинистых породах кембрия и юры. Это плато выработалось на основных синклинальных структурах с пологим или горизонтальным залеганием глинисто-карбонатных пород, неустойчивых к процессам эрозии и денудации. Затрудненный поверхностный сток и наличие островной многолетней мерзлоты обуславливают сильную переувлажненность грунтов сезоннодеятельного слоя.

По преобладанию рельефообразующих экзогенных факторов изучаемая территория расположена в пределах эрозионно-денудационного типа рельефа, сформировавшегося в результате воздействия агентов избирательной денудации в процессе неотектонических поднятий территории.

В пределах рассматриваемой территории развит комплекс инженерно-геологических процессов, обусловленных геоморфологическими, мерзлотными и литологическими условиями: физическое и химическое выветривание, карст, сезонное промерзание и связанное с ним морозное пучение грунтов, процессы, обусловленные наличием многолетнемерзлых грунтов. Процессы заболачивания в меньшей степени представлены на рассматриваемой территории и развиты на отдельных участках в понижениях рельефа со слабым поверхностным стоком.

1.2.3 Геокриологические условия

Участок работ относится к провинции многолетнемерзлых пород юга Сибирской платформы, к области прерывистого развития многолетнемерзлых пород.

Строение толщи ММП во многом определяется ее мощностью. По способу промерзания горных пород мерзлая толща относится к эпигенетическому типу, характерных для моренных, флювиогляциальных и озерно-ледниковых отложений. Данные отложения по гранулометрическому составу весьма неоднородны и характеризуются различным соотношением крупнообломочных и мелких фракций и небольшую льдистость. Эпигенетический тип в основном определяет особенности криогенного строения горных пород - при прочих равных условиях наблюдается закономерное уменьшение льдистости с глубиной.

Основными факторами формирования на данной территории многолетнемерзлых толщ являются суровость резко континентального климата, избыточное увлажнение, обуславливающее заболоченность в пониженных частях рельефа, преобладание скальных пород, слагающих денудационные равнины и плато с маломощным чехлом рыхлых четвертичных отложений, структурно-геологические условия.

Грунты на изучаемой территории до разведанной глубины 17,0 м находятся как в мерзлом, так и в талом состоянии.

Многолетнемерзлые грунты (ММГ) в целом по объекту имеют локальное распространение, мощностью от 0,8 м до 17,0 м. Вскрытая мерзлота преимущественно «несливающегося типа». Ведомость распространения мерзлых грунтов представлена в Приложении Т.

Температура многолетнемерзлых пород на уровне годовых нулевых амплитуд на участке работ изменяется от 0,71 до минус 0,90 °С. Нормативное значение среднегодовой температуры многолетнемерзлого грунта рекомендуется принять на глубине 10,0 м (согласно п. Г.7 СП 25.13330.2020), равным минус 0,70 °С. Данные по температурным наблюдениям в скважинах приведены в приложении Х материалов инженерно-геологических изысканий.

Многолетнемерзлые и мерзлые грунты представлены элювиально-делювиальными отложениями (edQIII-IV):

209 Суглинок пластичномерзлый слабольдистый слоистой криотекстуры в талом состоянии от полутвердого до тугопластичного (eQII-III)

348 Песок средней крупности твердомерзлый слабольдистый массивной криотекстуры в талом состоянии рыхлый влажный (eQII-III)

449 Песок мелкий твердомерзлый слабольдистый массивной криотекстуры в талом состоянии рыхлый влажный (eQII-III)

458 Песок пылеватый твердомерзлый слабольдистый массивной криотекстуры в талом состоянии рыхлый влажный (eQII-III)/

Криогенное строение грунтовых разновидностей в разрезе тесно связано с их литологическим составом. Наибольшее количество ледяных включений разнообразных форм, размеров и ориентировки приурочено к глинистым грунтам.

Тип криогенных текстур мерзлых грунтов: суглинки слоистой криотекстуры, пески массивной криотекстуры.

На территории распространения многолетнемерзлых отложений грунты, залегающие в слое сезонного оттаивания, подвержены процессам пучения. На исследуемой территории практически повсеместно будут активно протекать процессы морозного пучения грунтов.

По относительной деформации морозного пучения, согласно выполненным лабораторным определениям степени пучинистости грунтов по ГОСТ 28622-2012, в соответствии с п.Б.24 ГОСТ 25100-2020, находящиеся в зоне сезонного оттаивания/промерзания, классифицируются как:

ИГЭ – 438 непучинистый;

ИГЭ – 209 среднепучинистые;

ИГЭ – 210, слой 92 сильнопучинистый

ИГЭ – 203, 435, 445, 449, 455, 458 слабопучинистые.

Протокол определения степени пучинистости приведен в том 2.1.2 приложении М.1.

Согласно табл.Б.28 ГОСТ 25100-2020 грунты участка изысканий незасоленные.

По результатам расчетов, выполненных согласно СП 25.13330.2020, определена нормативная глубина сезонного оттаивания для грунтов, слагающих верхнюю часть инженерно-геологических разрезов.

Мощность сезонно-талого слоя (СТС) находится в зависимости от метеорологических факторов, мощности снежного покрова, времени года, геоморфологического положения и литологических разностей грунтов.

В естественных условиях многолетнемерзлые грунты обладают высокими прочностными свойствами. При сохранении температурного состояния мерзлых грунтов они будут служить надежным основанием для инженерных сооружений. Однако нарушение естественных условий при хозяйственном освоении территории приведет к деградации многолетнемерзлой толщи и к протаиванию мерзлой толщи, что вызовет снижение деформационно-прочностных свойств грунтов. В талом состоянии многолетнемерзлые глинистые грунты обладают текучепластичной и текучей консистенцией, крупнообломочные грунты – водонасыщенные. Наиболее опасными для строительства являются участки, занятые буграми пучения, сложенные сильнольдистыми породами с линзами льдов.

В период строительства и эксплуатации возможна деградация многолетней мерзлоты; при оттаивании мерзлых грунтов могут происходить неравномерные осадки грунта, что потребует проведения мероприятий по уменьшению этих осадков и приспособлению конструкций сооружений к повышенным деформациям.

Следует отметить, что единичные замеры температур при изысканиях не могут охарактеризовать всего многообразия температурного режима современного состояния мерзлоты в пределах изучаемого участка, и прогноз, составленный на их основе не всегда достоверен. Поэтому необходимо использовать опыт исследований на аналогичных участках и традиционный подход к сохранению мерзлотного состояния грунтовых оснований.

Необходимым условием строительства и эксплуатации сооружений в районах распространения многолетнемерзлых пород является соблюдение температурного режима грунтов. При проектировании использованы многолетнемерзлые грунты в качестве основания по I принципу. В этом случае многолетнемерзлые грунты основания используются в мерзлом состоянии, сохраняемом в процессе строительства и в течение всего заданного периода эксплуатации сооружения; подошва фундамента опирается на многолетнемерзлые грунты.

При использовании многолетнемерзлых грунтов в качестве оснований в естественном состоянии (I принцип) для зданий с повышенным тепловыделением желательно использовать термостабилизаторы для поддержания отрицательного температурного режима грунтов в основании, предусмотреть устройство холодных (вентилируемых) подполий или

холодных первых этажей зданий, укладку в основании сооружения охлаждающих труб, каналов или применение вентилируемых фундаментов, установку сезоннодействующих охлаждающих устройств жидкостного или парожидкостного типов, а также осуществление других мероприятий по устранению или уменьшению теплового воздействия сооружения на мерзлые грунты основания.

Расчет оснований и фундаментов по устойчивости и прочности на воздействие сил морозного пучения грунтов следует производить как для условий эксплуатации сооружения, так и для условий периода строительства, если до передачи на фундаменты проектных нагрузок возможно промерзание грунтов слоя сезонного оттаивания (промерзания). При необходимости в проекте должны быть предусмотрены мероприятия по предотвращению выпучивания фундаментов в период строительства.

При использовании многолетнемерзлых грунтов в качестве оснований по принципу I могут применяться свайные, столбчатые и другие типы фундаментов, в том числе фундаменты на искусственных (насыпных и намывных) основаниях. Выбор типа фундамента и способа устройства основания устанавливается проектом в зависимости от инженерно-геокриологических условий строительства, конструктивных особенностей сооружения и технико-экономической целесообразности.

На территории с многолетнемерзлыми грунтами вертикальную планировку местности следует производить подсыпкой. При использовании многолетнемерзлых грунтов по I принципу подсыпку следует выполнять, как правило, в зимний период после промерзания сезонно-оттаявшего слоя грунта (не менее чем на 0,2 м), после предварительной очистки поверхности грунта от снега.

При использовании грунтов по I принципу и при выполнении вышеперечисленных рекомендаций предполагаемая техногенная нагрузка от строительства данного объекта не повлечет за собой формирование новых форм рельефа и глобального преобразование условий залегания, состава и свойств грунтов, в процессе строительства может претерпеть незначительные изменения лишь техногенный рельеф.

При выборе любого варианта использования грунтов в качестве оснований под инженерные сооружения, необходимо предусмотреть организацию сети геотехнического мониторинга. Заложение сети (термометрические скважины, деформационные марки и метки на опорах фундаментов, эстакад и дорожных плитах) и реперные замеры осуществляются на стадии строительства. В дальнейшем необходимо предусмотреть проведение периодического инструментального контроля (мониторинг) за состоянием геологической среды и инженерных сооружений в период их эксплуатации.

1.2.4 Свойства грунтов

В результате анализа пространственной изменчивости частных значений показателей физико-механических свойств грунтов, по литологическим признакам и в соответствии с ГОСТ 20522-2012 и ГОСТ 25100-2020 грунты участка изысканий выделены 13 инженерно-геологических элемента и 3 инженерно-геологических слоя:

Слой 60 – Почвенно-растительный слой (pdQIV);

Слой 92 Торф среднеразложившийся влажный (bQIV)

ИГЭ 203 Суглинок тяжелый пылеватый тугопластичный (edQII-III)

ИГЭ 209 Суглинок пластичномерзлый слабодистый в талом состоянии от полутвердого до тугопластичного (edQII-III)

- ИГЭ 211 Суглинок пластичномерзлый слабольдистый с включением щебня до 20%, в талом состоянии от полутвердого до тугопластичного (edQII-III)
- ИГЭ 438 Песок средней крупности твердомерзлый слабольдистый массивной криотекстуры в талом состоянии рыхлый влажный (edQII-III)
- ИГЭ 439 Песок средней крупности с включением щебня до 20% твердомерзлый слабольдистый массивной криотекстуры в талом состоянии рыхлый влажный (edQII-III)
- ИГЭ 449 Песок мелкий твердомерзлый слабольдистый массивной криотекстуры в талом состоянии рыхлый влажный (edQII-III)
- ИГЭ 445 Песок мелкий рыхлый средней степени водонасыщения (edQII-III)
- ИГЭ 446 Песок мелкий рыхлый водонасыщенный (edQII-III)
- Слой 520 Щебнистый грунт мерзлый с суглинистым заполнителем 20% (edQII-III)
- ИГЭ 458 Песок пылеватый твердомерзлый слабольдистый массивной криотекстуры в талом состоянии рыхлый влажный (edQII-III)
- ИГЭ 435 Песок средней крупности рыхлый средней степени водонасыщения (edQII-III)
- ИГЭ 455 Песок пылеватый рыхлый средней степени водонасыщения (edQII-III)
- ИГЭ 436 Песок средней крупности рыхлый водонасыщенный (edQII-III)
- ИГЭ 210 Суглинок пластичномерзлый сильнольдистый в талом состоянии текучий (edQII-III).

Ведомость лабораторных определений свойств грунтов представлена в материалах ИГИ.

При разделении на инженерно-геологические элементы учитывалась закономерность изменения характеристик, проводилась проверка на выполнение условий п.5.5 ГОСТ 20522-2012, а именно, полученные значения коэффициента вариации не превышают для физических характеристик 0,15, для механических 0,30.

Согласно п.6, п.7. ГОСТ 20522-2012, нормативные значения характеристик определены как среднеарифметические, полученные осреднением их частных значений. Расчетные значения получены делением нормативных значений на коэффициент надежности по грунту. В свою очередь, коэффициент надежности по грунту устанавливался с учетом изменчивости и числа определений характеристики при заданной доверительной вероятности.

1.2.5 Гидрогеологические условия

В сферу взаимодействия проектируемых сооружений с геологической средой в данном районе попадают грунтовые воды верхнего гидрогеологического этажа Ангаро-Ленского артезианского бассейна, среди которых выделяются воды сезонно-талого слоя (типа «верховодки»), порово-пластовых вод элювиально-делювиальных образований.

В соответствии со строением толщи многолетнемерзлых пород в пределах изыскиваемого района в различных сочетаниях развиты воды надмерзлотные, межмерзлотные и подмерзлотные. В надмерзлотные воды включены воды сезонно-талого слоя (СТС) и воды сквозных и несквозных таликов различного типа, режимы которых определяются активной связью с атмосферой. К межмерзлотным водам относятся подземные воды, которые находятся в талых отложениях внутри многолетнемерзлой толщи. Подземные воды подошвы ММП являются подмерзлотными.

Данные водоносные горизонты имеют между собой гидравлическую связь, их пьезометрические уровни стремятся установиться примерно на одних глубинах и в связи с

этим могут рассматриваться как единый водоносный комплекс спорадического (не повсеместного) распространения.

Режим надмерзлотных вод непостоянен, зависит от температурного режима, количества выпавших осадков, режима поверхностных водотоков. Питание осуществляется за счет атмосферных осадков, поверхностных вод, а также за счет таяния льда в приповерхностном слое и внутри многолетнемерзлой толщи. Разгрузка вод происходит в понижения и западины рельефа, в ложбины стока, в ближайшие водоемы и водотоки, а также в ниже лежащие горизонты. Область питания подземных вод совпадает с областью их распространения.

Целью гидрогеологических наблюдений является изучение гидрогеологических условий территории объектов изысканий.

Водоносные комплексы региона подвергались многолетнему промерзанию, а гидрогеологические структуры – криогенному преобразованию. В каждой из структур степень преобразования менялась в соответствии с геокриологической зональностью.

В подзоне сплошного распространения многолетнемерзлых пород водоносные комплексы почти полностью проморожены. В зоне активного водообмена в них сохранились, в основном, надмерзлотные воды сезонноталого слоя и несквозных таликов.

Криогенное преобразование водоносных комплексов имеет для подземных вод не только негативные последствия. При формировании в сезоннопротаивающих суглинках пост-криогенной текстуры фильтрационная способность их повышается на 2-3 порядка, а при морозобойном растрескивании сезонномерзлый слой пород становится временно, до заполнения криогенных трещин льдом, водопроницаемым.

Водоносный горизонт является безнапорным. Грунтовые воды преимущественно безнапорные, местами могут обладать слабым напором, его величина может возрастать при формировании слоя сезонного промерзания. Основной водоупор не вскрыт.

Водоупором служат многолетнемерзлые грунты, слабопроницаемые глинистые отложения.

Проектируемый напорный нефтепровод пересекает водный объект – ручей без названия.

По характеру подтопления участок работ согласно СП 22.13330.2016 П.5.4.8 относится к не подтопленным территориям (с глубиной залегания уровня подземных вод более 3 м).

Водовмещающими породами служат делювиально-элювиальные отложения – пески средней крупности и мелкие:

-ИГЭ 436, коэффициент фильтрации варьируется от 5.8 м³/с до 7.1 м³/с среднее значение составляет 6.38 м³/с

-ИГЭ 446, коэффициент фильтрации варьируется от 5.8 м³/с до 7.3 м³/с среднее значение составляет 6.46 м³/с.

Прогноз изменений гидрогеологических условий в процессе строительства и эксплуатации.

Следует также отметить, что при строительстве, возможно механическое воздействие на природные объекты, которое связано с комплексом земляных работ и т.д. Механическое воздействие имеет комплексный характер, трансформирует испарение, условия дренирования и грунтового стока. Строительные работы ведут к значительным нарушениям естественных природных процессов:

- деформации поверхности и нарушения рельефа;
- подтоплению либо пересушке территории;
- изменению режима снегонакопления;
- возникновению подпора или падение уровня грунтовых вод.

Гидрогеологические условия и состав грунтовых вод может изменяться в результате вертикальной планировки местности при строительстве и эксплуатации объектов. Степень минерализации и химический состав подземных вод может существенно изменяться в связи с попаданием в них промышленных и сточных вод. В результате ранее слабоагрессивные и средне агрессивные воды могут стать после освоения территории средне- и сильноагрессивными, что следует учитывать при проектировании.

Для предотвращения подтопления необходимо предусматривать дополнительные меры инженерной защиты территории (обваловка, искусственное повышение поверхности), а также регулировать гидрогеологический режим грунтовых вод защищаемой территории.

Строительство и эксплуатация объектов не будут оказывать отрицательного воздействия на природную среду при соблюдении необходимых технологических норм и требований.

1.2.6 Климатические и метеорологические условия

Характеристика климата составлена по данным метеостанции Дорожный, обобщённым за многолетний период.

Климат района работ — резко континентальный с большими годовыми колебаниями температур и недостаточным количеством выпадающих осадков.

Абсолютные максимумы температуры достигают $+39,2^{\circ}\text{C}$.

Среднегодовая температура воздуха равняется минус $6,5^{\circ}\text{C}$. Наиболее холодным месяцем является январь, наиболее теплым — июль. Максимальная температура воздуха за весь период наблюдений составляет $36,4^{\circ}\text{C}$, минимальная температура воздуха составляет минус $59,5^{\circ}\text{C}$. Температура воздуха наиболее холодной пятидневки, обеспеченностью 0,92 составляет минус 48°C .

Расчетная нормативная глубина сезонного промерзания грунта для района работ равна 2,65 м.

В течении года относительная влажность воздуха значительно меняется. Наиболее высокой она бывает зимой, наименьшей — в конце весны.

Суточный максимум осадков обеспеченностью 1% = 57 мм.

Среднегодовая скорость ветра в районе работ составляет 2,0 м/с. Скорость ветра 5% обеспеченности — 5 м/с. Максимальная скорость ветра 21 м/с отмечается в апреле.

В соответствии с СП 131.13330.2020 «Строительная климатология» Актуализированная версия СНиП 23-01-99* рассматриваемый район относится к климатическому подрайону I Д с наиболее суровыми условиями.

Территория, на которой расположен участок работ в разрезе районирования РФ для зданий и сооружений согласно СП 20.13330.2016 «Нагрузки и воздействия» (актуализированная редакция СНиП 2.01.07-85*) подразделяется на районы:

- по весу снегового покрова (Карта 1) — IV; нормативное значение веса снегового покрова — 2,0 кПа;
- по давлению ветра (Карта 2) — Ia; нормативное значение ветрового давления — 0,17 кПа;

- по толщине стенки гололеда (Карта 3) – II; толщина стенки гололеда - 5 мм;
- по нормативным значениям минимальной температуры воздуха, °С (карта 4) – минус 50°С;
- по нормативным значениям максимальной температуры воздуха, °С (карта 5) – плюс 32°С.

Для объектов электроснабжения согласно ПЭУ «Правила устройства электроустановок» территория подразделяется на районы:

- по ветровому давлению* (Рис. 2.5.1) – II (500 Па);
- по толщине стенке гололеда* (Рис. 2.5.2) – II (15 мм);
- по среднегодовой продолжительности гроз (Рис. 2.5.3) – от 20 до 40 часов;
- по пляске проводов (Рис. 2.5.4) – район с умеренной пляской проводов.

*Значения максимальных ветровых давлений и толщин стенок гололеда для ВЛ определяются на высоте 10 м над поверхностью земли с повторяемостью 1 раз в 25 лет.

Для автодорог согласно СП 34.13330.2021 (СНиП 2.05.02-85* «Автомобильные дороги») (прил.Б) – I2.

1.3 Сведения об особых природно-климатических условиях земельного участка, предоставляемого для размещения линейного объекта (сейсмичность, мерзлые грунты, опасные геологические процессы и др.)

На участке работ к основным неблагоприятным процессам и явлениям следует отнести морозное пучение, заболачивание грунтов, подтопление.

Криогенное пучение. При промерзании грунтов криогенное пучение зависит от сочетания основных факторов, определяющих характер и интенсивность его проявления: состав, свойства и сложение грунтов, их предзимняя влажность и температурный режим промерзания. Криогенное пучение грунтов наиболее активно протекает на обводненных участках всех геоморфологических уровней, сложенных супесчано-суглинистыми отложениями. Неравномерность сезонного пучения вызывает формирование плоских бугров высотой до 1 м и диаметром 5-10 м или плоско-выпуклых поднятий с поперечником 0,5-1,0 м и высотой не более 0,5-1,0 м.

В ходе инженерно-геологических изысканий участков распространения бугров пучения не выявлено.

На территории распространения многолетнемерзлых отложений грунты, залегающие в слое сезонного оттаивания, подвержены процессам пучения. На исследуемой территории, за исключением участков, отсыпанных насыпными грунтами, активно протекают процессы морозного пучения грунтов.

По степени пучинистости торфы, суглинки и пески, залегающие в слое сезонного оттаивания, классифицируются согласно ГОСТ 25100-2020 как средне- и слабопучинистые.

Согласно СП 115.13330.2016 таблица 5.1 категории опасности природных воздействий по пучению – «весьма опасная», пораженность территории более 75%.

Процесс заболачивания. Процессу заболачивания благоприятствует приуроченность территории к зоне избыточного увлажнения при малой испаряемости, ограниченности инфильтрации поверхностных вод в области распространения многолетнемерзлых пород.

При рекогносцировочном обследовании процесс заболачивания не обнаружен.

Подтопление. По категории опасности процессов согласно СП 115.13330.2016, таблица 5.1 подтопление территории относится к «опасному» процессу на данной территории. При сезонном оттаивании протяженность естественно подтопленных территорий составит от 50 до 75%.

Подтопление участка изысканий обусловлено тем, что сезонномерзлые грунты выступают в качестве водоупора и возможно повышение уровня грунтовых вод типа «верховодка» до отметок близких к дневной поверхности в период снеготаяния.

Принимая во внимание изменение гидрогеологических условий района изысканий и согласно критериям типизации территорий по подтопляемости (Приложение И, СП 11-105-97, часть II район работ относится:

- подтопление отсутствует и не прогнозируется до начала освоения территории (Ш-Б₁-1).

В сферу взаимодействия проектируемых сооружений с геологической средой в данном районе попадают грунтовые воды верхнего гидрогеологического этажа, среди которых выделяются воды сезонно-талого слоя (типа «верховодки»), воды элювиально-делювиальных отложений.

Водоупором служат многолетнемерзлые грунты и плотные глинистые отложения.

Положение критического (подтапливающего) уровня подземных вод «верховодки» следует ожидать вблизи и выше дневной поверхности (в понижениях рельефа и на участках с отсутствием поверхностного стока).

Необходимо учитывать, что согласно п. 5.4.8 СП 50-101-2004, основными факторами подтопления являются: при строительстве - изменение условий поверхностного стока при вертикальной планировке территории, длительный разрыв между выполнением земляных и строительных работ; при эксплуатации - инфильтрация утечек, уменьшение испарения под зданиями и покрытиями и т.д.

К негативным свойствам грунтов следует отнести также предрасположенность связных грунтов к проявлению тиксотропии. Данное свойство провоцируется динамическим воздействием на грунты (проезд транспорта, работа вибрационных механизмов и т.п.). следствием чего является переход связной воды в свободную форму, грунт разжижается, теряя свою структурную прочность. Результатом динамических воздействий на приповерхностные грунты является заболачивание территории, и активизируются процессы пучения при сезонном промерзании переувлажненных грунтов.

Повсеместно в холодный период на территории развито криогенное выветривание грунтов, приводящее к разрушению песчаных и гравийных частиц и увеличению доли пылеватого материала в составе приповерхностных отложений.

Интенсивность землетрясений района изысканий составляет пять (5) баллов согласно СП 14.13330.2018 карты ОСР-2015-А 10 %, ОСР-2015-В 5 % и ОСР-2015-С 1 % вероятности возможного превышения в течение 50 лет. По категории опасности процессов согласно СП 115.13330.2016, таблица 5.1 землетрясения относятся к «умеренно опасному» процессу на данной территории.

Освоение района сопровождается планировкой территории. При планировочных работах (создание насыпей, проходке траншей, выемок и т.д.) возникают многочисленные отрицательные и положительные формы техногенного рельефа, что способствует нарушению естественного поверхностного стока, переувлажнению грунтов за счет подпора, усилению инфильтрации воды, подъему уровня грунтовых вод, осушению некоторых

участков, развитию криогенных процессов. В результате разжижения оттаивающего торфа и притока в траншеи болотных вод возможно всплытие труб и развитие процессов пучения и термокарста. Для предотвращения этих явлений необходима закладка водопропускных труб с учетом сети линий стекания поверхностных и болотных вод.

При соблюдении технологии строительства негативное влияние опасных процессов можно свести к минимуму.

Таким образом, наиболее опасными процессами в естественных условиях являются сезонное пучение и подтопление.

В естественных условиях на момент проведения изысканий остальные процессы на территории проведения работ не развиты и особой опасности не представляют.

При строительстве из-за нарушения мохово-растительного и почвенно-растительного слоя и разработки грунтов возможна резкая активизация опасных инженерно-геологических процессов, а также появления новых процессов, вызванных изменением природной обстановки.

По категории сложности инженерно-геокриологических условий участок изысканий относится к III категории – сложная (СП 493.1325800.2020).

При проектировании предусмотреть мероприятия, снижающие воздействие неблагоприятных факторов, как в период строительства, так и при эксплуатации, мероприятия предохраняющие грунты от ухудшения их свойств.

При проектировании и строительстве необходимо предусмотреть мероприятия по инженерной защите от возможных вышеуказанных процессов согласно СП 116.13330.2018 и СП 104.13330.2016.

1.4 Сведения о техногенных факторах при строительстве проектируемых сооружений

Техногенные условия рассматриваемой территории обусловлены хозяйственной освоенностью данной территории. На эксплуатацию проектируемых сооружений оказывает влияние природные и техногенные условия.

Участок работ располагается на незастроенной территории. Естественный рельеф не нарушен.

Техногенные нагрузки на территорию подразделяются на механические, технологические, динамические. Механическое воздействие связано с земляными работами, вызывает изменения грунтового стока, испарения, режима снегонакопления, снеготаяния и др. Технологические факторы оказывают комплексное влияние на природную среду: химическое, шумовое, радиационное, электромагнитное. Источниками техногенных динамических нагрузок являются: транспорт, различные машины (строительное и промышленное оборудование) и взрыв.

В процессе строительства проектируемых объектов для исключения нарушения природных геолого-литологических, гидрогеологических условий, в целях экологической безопасности необходимо провести следующие мероприятия:

– для защиты участка проектирования от дождевых и талых вод, притекающих по рельефу со смежных участков, проектом предусмотреть устройство открытых водоотводных канав и нагорного валика с верховой стороны;

- для защиты существующего мохово-растительного, почвенно-растительного слоев в период возведения насыпи предусмотреть устройство защитного слоя толщиной 40 см из щебня фракции 40-70;
- выполнить антикоррозионные мероприятия;
- выполнить мероприятия, направленные на снижение сил морозного пучения и деформации конструктивных элементов проектируемых объектов;
- по окончании строительства провести рекультивацию почвы для исключения загрязнения почв, грунтов, поверхностных и подземных вод, нарушения гидрогеологических условий;
- предусмотреть утилизацию строительного мусора в специально отведенные места;
- при строительстве избегать разлива бензина и нефтепродуктов в почву, грунты, поверхностные и подземные воды.

Строительство и эксплуатация объектов не будут оказывать отрицательного воздействия на природную среду при соблюдении необходимых технологических норм и требований.

Опыт местного строительства в данном районе свидетельствует, что грунты в качестве естественных оснований используются по I принципу, с сохранением мерзлоты.

На территории данного лицензионного участка строительство осуществляется на спланированных площадках на свайных фундаментах по I принципу с сохранением мерзлоты. Сохранение ММГ достигается оборудованием холодных проветриваемых подполий и систем охлаждений ММГ. В зимнее время холодные подполья очищаются от снега. Отсыпка производится песками из сухоройных карьеров. Выемка торфов для нужд обустройства откосов производится из торфяных карьеров.

При строительстве дорог и линейных сооружений с нарушением растительного покрова возникают тепловые просадки поверхности, на месте которых появляются водоемы блюдцеобразной формы или протяженные канавы вдоль насыпи, глубиной 0,1-1,0 м. Перекрытие направления естественного поверхностного стока насыпным полотном автодорог или площадок, приведет к образованию техногенных водоемов, эрозии склонов отсыпок, повышению влажности грунтов.

1.5 Сведения о прочностных и деформационных характеристиках грунта в основании линейного объекта

Нормативные и расчетные характеристики грунта представлены в таблице 1.1. Подробное описание прочностных и деформационных характеристик грунта приведено в Томе 2.2 материалов инженерно-геологических изысканий.

Таблица 1.1 – Нормативные и расчетные значения физико-механических свойств талых и мерзлых грунтов

Показатель по ГОСТ 25100-2020			ИГЭ															
			92	203	209	211	438	439	449	445	446	520	458	435	455	436	210	
Геологический индекс			bQIV	edQII-III	edQII-III	edQII-III	edQII-III	edQII-III	edQII-III	edQII-III	edQII-III	edQII-III	edQII-III	edQII-III	edQII-III	edQII-III		
Влажность суммарнаяW tot. д.е.			-	-	0,381	0,339	0,184	0,183	0,203	-	-	0,125	0,209	-	-	-	0,549	
Влажность естественная We д.е.			4,298	0,375	-	-	-	-	-	0,204	0,267	-	-	0,197	0,215	0,254	-	
Влажность мерзлого грунта, расположенного между ледяными прослойками Wm. д.е. (г)			-	-	0,220	0,264	0,101	0,101	0,113	-	-	-	0,115	-	-	-	0,302	
Влажность мерзлого грунта за счет лед.включений. т.е. линз и прослоек льда Wi. д.е. (в)			-	-	0,161	0,075	0,083	0,082	0,092	-	-	-	0,094	-	-	-	0,247	
Влажность мерзлого грунта за счет содержащейся в нем при данной T незамерзшей воды Ww. д.е. (н)			-	-	0,276	0,227	0,000	0,000	0,000	-	-	-	0,000	-	-	-	0,345	
Влажность мерзлого грунта за счет поро-вого льда. т.е. льда-цемента Wic. д.е. (ц)			-	-	-0,056	0,037	0,100	0,104	0,113	-	-	-	0,115	-	-	-	-0,043	
Пластичность	на границе текучести WL. д.е.		-	0,463	0,492	0,482	-	-	-	-	-	0,235	-	-	-	-	0,534	
	на границе раскатывания Wp. д.е.		-	0,331	0,352	0,341	-	-	-	-	-	0,103	-	-	-	-	0,375	
	число пластичности Ip. д.е.		-	0,13	0,14	0,14	-	-	-	-	-	0,13	-	-	-	-	0,16	
Показатель текучести IL. д.е.			-	0,34	0,21	-0,01	-	-	-	-	-	0,17	-	-	-	-	1,10	
Плотность	талого	частиц грунта Ps. г/см3	1,45	2,71	2,70	2,70	2,64	2,66	2,65	2,64	2,64	2,73	2,66	2,64	2,66	2,63	2,70	
		грунта P. г/см3	0,91	1,75	-	-	-	-	-	-	1,81	1,90	-	-	1,84	1,75	1,92	-
		сухого грунта Pd. г/см3	0,17	1,27	-	-	-	-	-	-	1,50	1,49	-	-	1,53	1,44	1,53	-
	Мерзлого	грунта P. г/см3	-	-	1,81	1,85	1,87	1,88	1,83	-	-	-	1,82	-	-	-	1,80	
		сухого грунта Pd. г/см3	-	-	1,32	1,41	1,58	1,58	1,52	-	-	-	1,50	-	-	-	1,16	
Пористость грунта n. %			88,2	53,1	51,2	47,6	40,0	40,6	42,8	43,3	43,5	-	43,5	42,2	45,7	41,7	57,0	
Коэффициент пористости грунта. е. д.е.			7,44	1,13	1,05	0,92	0,67	0,68	0,75	0,76	0,77	-	0,77	0,73	0,84	0,72	1,33	
Льдистость суммарная I tot. д.е.			-	-	0,04	0,20	0,08	0,06	0,128	-	-	-	0,09	-	-	-	0,26	
Льдистость за счет ледяных включений. т.е. линз и прослоек I i. д.е.			-	-	0,02	0,05	0,07	0,17	0,065	-	-	-	0,05	-	-	-	-0,03	
Льдистость за счет порового льда. т.е.льда-цемента I ic. д.е.			-	-	0,07	0,15	0,07	0,16	0,062	-	-	-	0,05	-	-	-	0,29	
Степень заполнения льдом и незамерзшей водой пор мерзлого грунта Sr. д.е.			-	-	0,59	0,63	0,43	0,45	0,45	-	-	-	0,44	-	-	-	0,61	
Относительное содержание органического вещ-ва Ig. д.ед.			0,87	0,003	0,003	-	0,002	-	0,002	0,003	0,006	-	0,004	0,005	0,008	-	-	
Засоленность D sal. д е			-	-	0,0017	-	0,0113	0,0350	0,0092	-	-	-	0,00	-	-	-	0,00	
Гранулометрический	Галька	100.00-200.00	-	-	-	-	-	-	-	-	-	0,40	-	-	-	-	-	

Показатель по ГОСТ 25100-2020			ИГЭ														
			92	203	209	211	438	439	449	445	446	520	458	435	455	436	210
Геологический индекс			bQIV	edQII-III	edQII-III	edQII-III	edQII-III	edQII-III	edQII-III	edQII-III	edQII-III	edQII-III	edQII-III	edQII-III	edQII-III	edQII-III	edQII-III
состав, диаметр частиц в мм. % содержание к навеске	(щебень)	60.00-100.00	-	-	-	4,32	-	12,53	-	-	-	18,20	-	-	-	-	-
		10.00-60.00	-	-	-	3,14	-	5,74	-	-	-	27,40	-	-	-	-	-
	Гравий (дресва)	5.00-10.00	-	-	-	15,38	-	1,87	-	-	-	3,30	-	-	-	-	-
		2.00-5.00	-	-	-	3,01	-	0,64	-	0,00	-	1,80	-	0,06	-	0,19	-
	песок	1.00-2.00	-	-	-	2,18	1,62	1,43	0,44	0,05	0,07	0,80	0,25	0,53	0,09	2,06	-
		0.50-1.00	-	-	-	3,11	3,89	3,63	1,73	1,08	1,65	1,00	1,62	8,41	1,04	10,28	-
		0.25-0.50	-	-	-	1,83	58,01	55,21	17,38	22,23	22,12	0,70	20,29	53,45	17,91	55,26	-
		0.10-0.25	-	1,32	1,32	7,50	27,41	13,31	67,57	62,23	66,49	1,10	34,22	24,94	50,37	23,59	1,44
		0.05-0.10	-	12,70	12,42	25,10	10,00	5,63	13,14	14,35	9,69	8,40	43,49	12,63	30,59	8,62	13,88
	пыль	0,01-0,05	-	33,20	30,78	15,59	-	-	-	-	-	12,90	-	-	-	-	34,98
		0.002 - 0.01	-	26,87	23,76	10,01	-	-	-	-	-	17,60	-	-	-	-	23,10
	глина	<0.002	-	25,92	31,72	8,82	-	-	-	-	-	6,40	-	-	-	-	26,60
Степень неоднородности грансостава,Сц, д.е.			-	-	-	7,58	3,43	2,99	2,29	2,47	2,17	-	2,83	3,78	2,83	3,49	-
Коэффициент фильтрации прир. сложения. м/сут			-	-	-	-	-	-	-	3,75	6,46	-	-	5,63	3,14	6,38	-
Угол откоса. град.	сухой	сухой	-	-	-	-	-	-	-	34	31,40	-	-	35,00	34,69	31,40	-
	под водой	под водой	-	-	-	-	-	-	-	24	22,40	-	-	27,55	24,75	22,40	-
Температура. °С			-	-	-0,54	-	-0,62	-	-0,65	-	-	-	-0,61	-	-	-	-
Относительная деформация пучения E fh.д.ед			0,093	0,036	0,042	-	0,003	-	0,028	0,018	0,065	-	0,029	0,013	0,026	-	0,083
Коэф. сжим. при оттаивании mf. МПа-1			-	-	0,107	0,102	0,050	-	0,042	-	-	-	0,039	-	-	-	-
Коэффициент оттаивания Ath. д.ед.			-	-	0,062	0,062	0,044	-	0,035	-	-	-	0,032	-	-	-	-
Коэффициент сжимаемости мерзлого грунта Mf			-	-	0,036	0,035	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-
Модуль деформации Мпа			-	-	22,260	22,900	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-
Предельно длительное значение эквивалентного сцепления МПа (шариковый штамп) Seq			-	-	0,116	0,118	0,069	-	0,062	-	-	-	0,051	-	-	-	-
Сопротивление срезу по поверхности смерзания (грунт-металл) Raf. Мпа			-	-	0,104	0,101	0,162	-	0,170	-	-	-	0,174	-	-	-	-

Показатель по ГОСТ 25100-2020		ИГЭ														
		92	203	209	211	438	439	449	445	446	520	458	435	455	436	210
Геологический индекс		bQIV	edQII-III	edQII-III	edQII-III	edQII-III	edQII-III	edQII-III	edQII-III	edQII-III	edQII-III	edQII-III	edQII-III	edQII-III	edQII-III	edQII-III
Сопротивление срезу по поверхности смерзания (мерзлый грунт-ЦПР) Rsh. Мпа		-	-	0,191	0,197	0,182	-	0,184	-	-	-	0,200	-	-	-	-
при естественной влажности	Одометрический модуль деформации. Е, Мпа	-	4,8	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-
	Угол внутреннего трения, градус,	-	15	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-
	Удельное сцепление, С, Мпа	-	0,012	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-
Испытания грунтов методом трехосного сжатия	Модуль деформации трехосн. Е, Мпа	-	7,0	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-
	Угол внутреннего трения трехосн, градус,	-	15	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-
	Удельное сцепление трехосн, С, Мпа	-	0,013	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-
Теплопр-сть. λ. Вт/(м°С)	мерзлый грунт	1,33	1,57	1,57	1,45	2,22	2,22	2,18	2,31	2,56	-	2,09	2,20	2,08	2,53	1,57
	талый грунт	0,81	1,77	1,77	1,67	1,99	1,99	1,94	1,96	2,34	-	1,84	1,95	1,83	2,29	1,87
Объемная теплоем-сть. Дж/м3*°С*10^-6	мерзлый грунт	2,40	3,28	3,24	2,88	2,08	2,08	2,05	2,06	2,25	-	2,00	2,06	2,00	2,24	3,22
	талый грунт	3,78	2,27	2,25	2,12	2,67	2,67	2,65	2,73	3,07	-	2,60	2,70	2,64	3,02	2,13
Истираемость, д.е.		-	-	-	-	-	-	-	-	-	0,238	-	-	-	-	-

1.6 Сведения об уровне грунтовых вод, их химическом составе, агрессивности по отношению к материалам изделий и конструкций подземной части линейного объекта

На момент изысканий (февраль - июнь 2025г.) появившийся уровень подземных вод зафиксирован в интервале глубин 0,5-6,8 м (абс.отм. 342,18-399,99 м), установившийся уровень подземных вод зафиксирован в интервале глубин 0,5-6,8 м (абс.отм. 342,18-367,09 м), в скважинах №№ 63, 65, 66, 75, 82, 86, 87, 89, 2008, 1009 – 1012, 1016, 1017а, 1021а – 1026а, 3008д, 3009д, 3017д, 3018д, 3019д, 3020д, 3021д, 3026д, 3027д, 3028 д. Водоносный горизонт приурочен к песчаным грунтам.

Грунтовые воды вскрыты в районе ПК123+75,18 – ПК136+7,6, ПК148+20,0 – ПК153+21,72, ПК163+91,88 – ПК183+60,14.

Наивысший уровень подземных вод следует ожидать в весенний период при снеготаянии и в период затяжных дождей. Максимальный прогнозируемый уровень грунтовых вод на высоту 0,5-1,0 м выше установившегося на период изысканий.

Подземные воды по режиму питания относятся к смешанному типу: подземно-паводковые и техногенные. В режиме уровня грунтовых вод характерным является весенний подъем, происходящий за счет инфильтрации талых вод и атмосферных осадков. Разгрузка подземных вод происходит в местную гидрографическую сеть.

Для определения химического анализа и степени агрессивного воздействия грунтовых вод отобрано 3 пробы подземных вод.

Согласно лабораторным исследованиям подземные воды по химическому составу магниево-кальциево-натриевые, нейтральные. Результаты химического анализа воды приведены в приложении С том 2.1.3 инженерно-геологических изысканий.

Согласно таблице, В.3 СП 28.13330.2017 грунтовые воды характеризуются следующей агрессивностью:

- по показателю бикарбонатной щелочности неагрессивные к маркам бетона W4-W8;
- по водородному показателю неагрессивные к марке бетона W4-W8;
- по содержанию агрессивной углекислоты неагрессивные к марке бетона W4-W8;
- по содержанию ионов магния, аммония, натрия и калия неагрессивные к маркам бетона W4-W8.

Согласно СП 28.13330.2017 (таблицы Х.3) степень агрессивного воздействия жидких неорганических сред на металлические конструкции пресных природных вод по водородному показателю – среднеагрессивная, по суммарной концентрации сульфатов и хлоридов – среднеагрессивная.

Согласно СП 28.13330.2017 (таблицы Х.5) степень агрессивного воздействия подземных вод на металлические конструкции при среднегодовой температуре воздуха до 0 °С по водородному показателю – слабоагрессивная, по суммарной концентрации сульфатов и хлоридов – слабоагрессивная.

Согласно СП 28.13330.2017 (таблицы В.4, В.5) степень агрессивности грунтовых вод на бетоны марок W10-W20 для цементов I, II, III группы по сульфатостойкости – неагрессивная.

Согласно СП 28.13330.2017 (таблица Г.1) степень агрессивности грунтовых вод на стальную арматуру железобетонных конструкций при периодическом смачивании для бетона марок W10-W20 – неагрессивная.

Грунтовые воды по степени агрессивного воздействия на металлические конструкции являются слабоагрессивными по водородному показателю рН и по содержанию суммарной концентрации сульфатов и хлоридов, при свободном доступе кислорода в интервале температур от 0 до 50 °С и скорости движения до 0,1 м/сут (согласно СП 28.13330.2017 табл.Х.5.).

Подробная информация о распространении подземных вод содержится в инженерно-геологических профилях, разрезах и колонках скважин в соответствующих томах материалов инженерно-геологических изысканий и в профилях напорного нефтепровода, Том 2.2.

1.7 Сведения о проектной мощности (пропускной способности, грузообороте, интенсивности движения и др.) линейного объекта

Максимальная пропускная способность проектируемого «Напорного нефтепровода Тас-Юряхского месторождения. Участок 1» принята в соответствии с предоставленными Заказчиком данными и составляет 2177,7 тыс. т/год.

Состав перекачиваемой продукции и гидравлический расчет представлен в п. 1.12.

Режим работы проектируемых сооружений – круглосуточный, расчетное время работы 8760 ч/год.

Срок эксплуатации проектируемых сооружений – 20 лет, нормативный срок эксплуатации трубопроводов и оборудования – 20 лет.

1.8 Показатели и характеристики технологического оборудования и устройств линейного объекта (в том числе возможность автоматического регулирования таких оборудования и устройств), обеспечивающие соблюдение требований технических регламентов

1.8.1 Напорный нефтепровод

Проектируемый «Напорный нефтепровод Тас-Юряхского месторождения. Участок 1» (далее по тексту «напорный нефтепровод») предназначен для транспорта нефти в смеси с конденсатом от УПНГ Тас-Юряхского месторождения до точки подключения к проектируемым в отдельном проекте участкам напорного нефтепровода до БМУПН Чаяндинского месторождения.

Номинальный диаметр напорного нефтепровода DN300 выбран из учета максимальной производительности 2177,7 тыс. т/год.

Расчетное давление напорного нефтепровода 10,0 МПа. Максимальное рабочее давление в напорном нефтепроводе равно 9,7 МПа. Гидравлический расчет напорного нефтепровода представлен в п. 1.12 настоящего раздела.

Проектируемый напорный нефтепровод является промышленным, проектируется по ГОСТ Р 55990-2014. Категория транспортируемого продукта по ГОСТ Р 55990-2014 – 7.

В соответствии с п. 7.1.3 ГОСТ Р 55990-2014, проектируемый нефтепровод относится к II классу, категории Н.

Рабочая температура и рабочее давление продукции по трассе нефтепровода приведены в разделе 1.12.

Протяженность нефтепровода 24286,11 м, из них:

– 175,41 м. Напорный нефтепровод Тас-Юряхского месторождения. Участок 1. УПНГ - УЗ СОД-001 (от точки подключения УПНГ Тас-Юряхского месторождения до отсыпки площадки УЗ СОД-001 ПК1а+75,38);

– 1735,02 м. Напорный нефтепровод Тас-Юряхского месторождения. Участок 1. УЗ СОД-001 – УЗА-001.1 (от отсыпки площадки УЗ СОД-001 ПК2а+50,12 до границы узла запорной арматуры УЗА-001.1 ПК18а+89,6);

– 575,98 м. Напорный нефтепровод Тас-Юряхского месторождения. Участок 1. УЗА - 001.1 – ПК24а+86,4 (от границы площадки УЗА-001.1 ПК19а+10,4 до ПК24а+86,4, он же ПК0+00);

– 14413,6 м. Напорный нефтепровод Тас-Юряхского месторождения. Участок 1. ПК24а+86,4 (он же ПК0+00) – ПК144+90,4 (от ПК24а+86,4, он же ПК0+00 до границы узла запорной арматуры УЗА-001 на ПК144+90,4);

– 7386,1 м. Напорный нефтепровод Тас-Юряхского месторождения. Участок 1. УЗА-001 – ПК218+95,3 (от границы узла запорной арматуры УЗА-001 на ПК145+09,6 до конца участка 1 напорного нефтепровода ПК218+95,3)

Согласно п. 9.3.1 ГОСТ Р 55990-2014 напорный нефтепровод прокладывается подземно, на глубине не менее 0,8 м от поверхности земли до верхней образующей трубопровода (надземные участки трубопровода – на УЗ СОД-001, УЗА-001.1 и УЗА-001, описание приведено в п. п. 1.8.2 и 1.8.3).

Участки 2 и 3 напорного нефтепровода от ПК218+95,3 до УПН Чаяндинского месторождения проектируются в отдельном проекте.

На участке общего следования напорного нефтепровода от ПК0+00 (на территории УПНГ) до ПК1а+75,38 (граница УЗ СОД-001) с нефтегазосборными трубопроводами от кустовых площадок КР08, КР09 и КР10, трубопроводы прокладываются в одной траншее. Протяженность участка совместной прокладки 175,38 м.

На участке параллельного следования напорного нефтепровода от ПК2а+50,12 (граница УЗ СОД-001) до ПК24а+86,41 (ПК0+00) и далее до ПК118+17,61 (пересечение с нефтегазосборным трубопроводом от КР10) с нефтегазосборными трубопроводами от кустовых площадок КР08, КР09 и КР10 в соответствии с Таблицей 7 ГОСТ Р 55990-2014 расстояние между осями трубопроводов составляет не менее 15 м. Протяженность участка параллельной прокладки 14026,4 м.

Укладка нефтепровода в траншею описана в разделе 5 «Проект организации строительства».

Принятые фактические и нормативные расстояния до рядом расположенных объектов указаны в таблице 1.2.

Таблица 1.2 – Расстояния до рядом расположенных объектов

Объект/коммуникация	Фактическое расстояние от проектируемого нефтепровода, м	Нормативное расстояние от проектируемого нефтепровода по ГОСТ 55990-2014, табл.6, м
Притрассовая постоянная дорога, предназначенная для обслуживания трубопроводов и куста скважин КП10	Не менее 20 до подошвы дороги	Не менее 10 до подошвы дороги
Притрассовая ВЛ-10кВ к кусту скважин КП10	Не менее 50 от крайнего неотклоненного провода	Не менее 10 от крайнего неотклоненного провода
Полигон/склад ТБО	102	30
Отсыпка куста нефтяных скважин (КП8)	282	30
Ближайший населенный пункт (с. Тас-Юрях)	27400	100

По трассе напорного нефтепровода предусмотрен пропуск очистных/диагностических снарядов. Углы поворота по трассе трубопровода на участке прохождения СОД выполняются отводами с радиусом изгиба 5DN.

Согласно п. 9.2.2 ГОСТ Р 55990-2014 предусмотрена охранный отключающая арматура с электроприводом DN300 PN100 поз. XV-001, ZV-001, устанавливаемая на узле запуска СОД УЗ СОД-001 (описание УЗА СОД-001 приведено в п. 1.8.2). Данная арматура автоматически закрывается в случаях:

- снижения давления в трубопроводе ниже $0,8 \cdot P_{\text{раб.}} = 0,8 \cdot 7,44 = 5,952$ МПа или превышения 10,0 МПа;
- пожара и/или отключения электроэнергии на УПНГ.

По трассе проектируемого трубопровода в соответствии с требованиями п. 9.2 ГОСТ Р 55990-2014 предусмотрены узлы запорной арматуры УЗА-001.1 и УЗА-001 (описание приведено в п. 1.8.3).

Оборудование и технические устройства, применяемые при обустройстве, должны иметь декларацию соответствия требованиям технического регламента Таможенного союза «О безопасности машин и оборудования» ТР ТС 010/2011 по схеме 5д либо сертификат соответствия по схеме эквивалентной схеме 5д, либо нижеприведенным регламентам по отдельности:

- ТР ТС 012/2011 "О безопасности оборудования для работы во взрывоопасных средах";
- ТР ТС 010/2011 "О безопасности машин и оборудования";
- ТР ТС 032/2013 «О безопасности оборудования, работающего под избыточным давлением».

В соответствии с Приказом №534 «Об утверждении федеральных норм и правил в области промышленной безопасности "Правила безопасности в нефтяной и газовой промышленности"» от 15.12.2020 и ГОСТ 31610.10-1-2022 обозначаются следующие границы взрывоопасных зон вокруг источников образования взрывоопасных смесей.

Дренажная емкость (запорная арматура, фланцевые соединения, свеча):

- Зона 0 - открытое пространство радиусом 1,5 м вокруг оголовка свечи (воздушник);
- Зона 1 - открытое пространство радиусом 3 м вокруг источника;
- Зона 2 - открытое пространство радиусом 5 м от источника.

Камера запуска СОД (фланцевые соединения, запорная арматура):

- Зона 1 - открытое пространство радиусом 3,0 м от источника (задняя крышка камеры);

- Зона 2 - открытое пространство радиусом 5 м от источника (задняя крышка камеры), открытое пространство радиусом 3 м от источника (фланцевые пары, арматура).

Узел запорной арматуры (запорная арматура, фланцевые соединения): Зона 2 - открытое пространство радиусом 3 м от источника (фланцевые пары, арматура).

Материальное исполнение и антикоррозионная защита трубопроводов приведены в части 2 настоящего раздела. Трубная продукция (трубы и соединительные детали трубопроводов) подземных трубопроводов поставляется с заводским антикоррозионным покрытием на основе экструдированного полиэтилена, соединительные детали трубопроводов – с заводским наружным покрытием на основе термоусаживающихся материалов. Защита от коррозии сварных стыков подземных трубопроводов с заводским наружным покрытием предусмотрена термоусаживающимися манжетами.

На участках распространения многолетнемерзлых суглинков в основании трубопровода на ПК13а+20...ПК14а+50, ПК16а+40...ПК24а+20, ПК138+80...ПК148+40 (общей протяженностью 1870 м) для сохранения устойчивости основания необходимо применение теплогидроизоляционного слоя трубопровода на основе пенополиуретана толщиной 50 мм.

Испытания и объем контроля сварных швов трубопроводов приведены в п. 1.11.

Обзорная схема напорного нефтепровода приведена на листе ТЮ-ННП.У1-П-ТКР.01.00-ГЧ-001.

Схема принципиальная технологическая напорного нефтепровода приведена на листе ТЮ-ННП.У1-П-ТКР.01.00-ГЧ-002.

1.8.2 Узел запуска СОД DN300 с электроприводной арматурой

Для обеспечения возможности проведения периодической очистки, диагностики трубопровода и контроля его технического состояния предусмотрены узлы запуска и приема средств очистки и диагностики.

Камера пуска СОД предусмотрена в блочно-комплектном исполнении с применением быстродействующего затвора повышенной надежности (байонетного).

Узел запуска СОД DN300 PN100 УЗА СОД-001 размещен на расстоянии менее 300 м. от УПНГ Тас-Юряхского месторождения. Обоснование размещения узла запуска приведено в Томе 10.5 «Оценка степени риска».

Узел расположен на открытой площадке в составе промыслового трубопровода, поэтому трубопроводы на узле СОД относятся к промысловым и регламентируются ГОСТ Р 55990-2014. На одной площадке с УЗА СОД-001, в общем ограждении размещаются узлы приема СОД нефтегазосборных трубопроводов от кустовых площадок КР08, КР09 и КР10. Узлы приема СОД и площадка для узлов СОД проектируются в проектах 1325/10.1 и 1325/10.2.

Узел запуска СОД совмещен с охранной запорной арматурой с электроприводом DN300 PN100 поз. XV-001 и ZV-001, предусмотренной согласно п. 9.2.2 ГОСТ Р 55990-2014. Данная арматура автоматически закрывается в случаях:

- снижения давления в трубопроводе ниже $0,8 \cdot P_{\text{раб.}} = 0,8 \cdot 7,44 = 5,952$ МПа или превышения 10,0 МПа;

- пожара и/или отключения электроэнергии на УПНГ.

Предусмотрена возможность работы охранной запорной арматуры с электроприводом в автоматическом режиме и с дистанционным управлением. Арматура также имеет ручной дублер согласно п. 9.2.9 ГОСТ Р 55990-2014.

Охранная арматура ZV-001 устанавливается на напорном нефтепроводе от УПНГ и обеспечивает перекачку как в процессе запуска СОД, так и без него. Арматура с электроприводом XV-001 устанавливается на линии от камеры запуска КЗ СОД-001 и открывается во время запуска СОД.

Запорная арматура с электроприводом DN300 PN100 монтируется на надземных участках трубопроводов и устанавливается на опоры.

В качестве запорной арматуры применяются задвижки клиновые полнопроходные. Конструкция арматуры обеспечивает герметичность, соответствующую классу А по ГОСТ 9544-2015 «Арматура трубопроводная. Нормы герметичности затворов». Климатическое исполнение запорной арматуры ХЛ1 по ГОСТ 15150-69.

Для возможности безопасного обслуживания арматуры штурвал располагается на высоте не более 1,6 м. При расположении штурвала на высоте выше указанной, применяются площадки обслуживания.

Напорный трубопровод и трубопроводы дренажа и продувки камер, предназначенные для выполнения технологических операций, являются промышленными трубопроводами и проектируются по ГОСТ Р 55990-2014. В соответствии с таблицей 4 ГОСТ Р 55990-2014 категория трубопроводов на узле запуска СОД DN300 и на примыкающих участках длиной 250 м - «С».

Дренаживание камеры запуска осуществляется после завершения операции по запуску СОД и отключения её от промышленного нефтепровода при открытом воздушнике.

Продувка камеры инертным газом или пропарка осуществляется от передвижной техники или от газобаллонной установки для продувки азотом при открытом воздушнике.

Для исключения попадания очистного устройства в ответвление трубопровода предусмотрена установка тройников с решетками на выходе из камеры запуска.

Частота операций по очистке в процессе эксплуатации напорного нефтепровода определяется регламентом эксплуатирующей организации. Периодичность очистки трубопровода очистными устройствами определяется индивидуально в зависимости от особенностей его эксплуатации и свойств транспортируемой среды на основании графиков, утвержденных техническим руководителем эксплуатирующей организации.

На узле запуска СОД предусматриваются следующие технологические операции:

- перекачка нефти, минуя камеру запуска СОД;
- запуск очистного или диагностического устройства;
- технологические операции на вспомогательных трубопроводах узлов запуска СОД:
 - а) заполнение продуктом камер из трубопровода перед операцией запуска;
 - б) отключение камеры от трубопровода;
 - в) опорожнение камеры и всех надземных участков трубопроводов в подземную дренажную емкость ЕП-001 (описание ЕП-001 приведено в п. 1.8.3);
 - г) подача пара или инертного газа во внутреннюю полость камеры СОД.

Применяемое оборудование соответствует климатическому исполнению ХЛ1 по ГОСТ 15150-69, позволяющему его размещение на открытом воздухе без укрытий.

В состав узла запуска СОД входят:

- камера запуска СОД DN300 PN10,0 МПа;
- трубопроводы, арматура и соединительные детали;
- дренажная емкость типа ЕП $V=8 \text{ м}^3$ для приема продуктов очистки из камеры запуска (для опорожнения камеры и трубопроводов);
- приспособления запасовки СОД;
- сигнализаторы прохождения СОД;
- приборы КИПиА;
- механическая блокировка открытия камер.
- лоток, лебедка, поддон для камеры запуска СОД;

Узел запуска очистных устройств оборудуются сигнальными приборами, регистрирующими прохождение очистных устройств:

- механический – на камере запуска;
- индивидуальными переносными регистраторами.

В проекте применена стационарная камера запуска СОД.

После проведения операций по запуску СОД все надземные трубопроводы опорожняются в дренажную емкость.

В режиме работы напорного нефтепровода, когда пропуск очистных и диагностических устройств не производится, дренажная емкость не должна содержать продукт.

Узел запуска УЗ СОД-001 и подземная дренажная емкость ЕП-001 размещаются на одной площадке. В ограждении общей площадки предусмотрены ворота с калитками. Площадка не канализуемая, с щебеночным покрытием, проектируется в отдельном проекте.

Материальное исполнение и антикоррозионная защита трубопроводов приведены в части 2 настоящего раздела.

Испытания и объем контроля сварных швов трубопроводов приведены в п. 1.11.

Надземные участки трубопроводов и арматура теплоизолируются матами из минеральной ваты толщиной 100 мм. Покровный слой - листы из оцинкованной стали. Фиксация теплоизоляционного слоя выполняется проволокой, фиксация покровного слоя выполняется самонарезающими болтами, а также холоднокатаной лентой 0,7х20 мм. В период отрицательных температур для исключения замерзания предусмотрен электрообогрев надземных участков трубопроводов и арматуры саморегулируемым греющим кабелем.

Надземные трубопроводы монтируются на технологических опорах по ОСТ 36-146-88 на несгораемых стойках с высотой прокладки не менее 0,5 м до низа теплоизоляции.

Опоры под трубопроводы кроме С1, С4 и С5 регулируемые по высоте. Регулировку опор выполнять на основании данных деформационных марок (ДМ). Деформационные марки ДМ1, ДМ2, ДМ3 расположить на расстоянии 10 метров от границы подземная/надземная часть. Величина регулировки относительно величины просадки соответствующей деформационной марки составляет 20% относительно величины просадки соответствующей деформационной марки.

Для обслуживания технологического оборудования предусматриваются подъезды для транспорта.

Схема принципиальная технологическая напорного нефтепровода приведена на листе ТЮ-ННП.У1-П-ТКР.01.00-ГЧ-002.

Компоновка узла запуска СОД приведена на листе ТЮ-ННП.У1-П-ТКР.01.00-ГЧ-003.

1.8.3 Емкость дренажная ЕП-001

Освобождение камер запуска и приема СОД и трубопроводов обвязки камер от оставшегося продукта (после запуска снаряда) предусматривается в дренажную подземную емкость ЕП-001 объемом 8 м³.

Объем дренажной емкости принят в соответствии с таблицей 15 ТТР-01.02.04-13.

Дренажная емкость ЕП-001 устанавливается подземно. Подземная дренажная емкость ЕП-001 размещается на одной площадке с узлом запуска УЗ СОД-001. В ограждении общей площадки предусмотрены ворота с калитками и подъезды для техники. Площадка не канализуемая, с щебеночным покрытием, проектируется в проекте «Основные технические решения по объектам обустройства Тас-Юряхского месторождения».

Дренажные трубопроводы прокладываются подземно на глубине не менее 0,8 м с уклоном в сторону дренажной емкости 0,002.

Для отвода газозооушной смеси емкость оснащается воздушником DN100 высотой 5 м, на конце которого устанавливается клапан дыхательный, совмещенный с огнепреградителем.

Для исключения замерзания трубопровода на свечу рассеивания в период отрицательных температур предусмотрена его теплоизоляция минеральными матами с оцинкованным покрытием и электрообогрев саморегулируемым греющим кабелем.

Дренажную емкость после приема в нее продукта от камеры СОД, необходимо полностью опорожнить путем откачки продукта в передвижную технику (автобойлер). Откачка продукта из дренажной емкости производится через специальный штуцер.

После откачки продукта необходимо выполнить пропарку емкости. Пропарка дренажной емкости предусмотрена через специальный штуцер для пропарки. Подача пара осуществляется из передвижной пропарочной установки.

В режиме работы напорного нефтепровода, когда пропуск очистных и диагностических устройств не производится, дренажная емкость не должна содержать продукт.

Трубопроводы дренажа, предназначенные для выполнения технологических операций, являются промысловыми трубопроводами и проектируются по ГОСТ Р 55990-2014.

Материальное исполнение и антикоррозионная защита трубопроводов приведены в части 2 настоящего раздела.

Испытания и объем контроля сварных швов трубопроводов приведены в п. 1.11.

Для обслуживания технологического оборудования предусматривается подъезд для транспорта.

Предусматривается местный контроль и сигнализация максимального и минимального уровней жидкости в емкости.

Регламентные и ремонтные работы, для которых требуется сброс газа и опорожнение трубопроводов от камеры СОД в дренажную емкость, должны проводиться при погодных условиях, исключающих грозу.

Техническое оснащение и конструктивное исполнение дренажной емкости соответствует требованиям ТТТ-01.02-06 версия 2.0 «Типовые технические требования на изготовление и поставку оборудования. Сепарационное и емкостное оборудование».

Дренажная емкость поставляется в комплекте трубопроводами обвязки, теплоизоляцией, запорной арматурой, а также лестницей для обслуживания внутренней полости емкости по опросному листу ТЮ-ННП.У1-ТХ01-ОЛ-001.

Схема принципиальная технологическая напорного нефтепровода приведена на листе ТЮ-ННП.У1-П-ТКР.01.00-ГЧ-002, схема принципиальная технологическая узла запуска СОД на листе ТЮ-ННП.У1-П-ТКР.01.00-ГЧ-008.

Компоновка дренажной емкости ЕП-001 приведена на листе ТЮ-ННП.У1-П-ТКР.01.00-ГЧ-004.

1.8.4 Узлы запорной арматуры УЗА-001.1 и УЗА-001

В соответствии с требованиями п. 9.2.1 ГОСТ Р 55990-2014 по трассе проектируемого напорного нефтепровода предусмотрены узлы запорной арматуры с ручным управлением, которые устанавливаются на переходах через водные преграды и не менее, чем через каждые 15 км.

Каждый узел запорной арматуры УЗА-001.1 и УЗА-001 предусмотрен надземным, в ограждении высотой 2,5 м. В ограждении площадки предусмотрены ворота с калиткой. Площадка не канализуемая, с щебеночным покрытием

В качестве запорной арматуры применяются задвижки клиновые полнопроходные. Конструкция арматуры обеспечивает герметичность, соответствующую классу А по ГОСТ 9544-2015 «Арматура трубопроводная. Нормы герметичности затворов». Климатическое исполнение запорной арматуры ХЛ1 по ГОСТ 15150-69.

Для возможности безопасного обслуживания арматуры штурвал располагается на высоте не более 1,6 м.

До и после запорной арматуры с ручным управлением устанавливаются манометры.

В соответствии с классификацией взрывоопасных зон Федерального закона от 22.07.2008 г. №123-ФЗ узел запорной арматуры относится к взрывоопасной зоне класса 2.

Узел запорной арматуры УЗА-001.1 размещен на ПК19а+00, УЗА-001 на ПК145+00.

В соответствии с таблицей 4 ГОСТ Р 55990-2014 категория трубопроводов на узле запорной арматуры и на примыкающих участках длиной 250 м - «С».

Материальное исполнение и антикоррозионная защита трубопроводов приведены в части 2 настоящего раздела.

Испытания и объем контроля сварных швов трубопроводов приведены в п. 1.11.

Надземные участки трубопроводов и арматура теплоизолируются матами из минеральной ваты толщиной 100 мм. Покровный слой - листы из оцинкованной стали. Фиксация теплоизоляционного слоя выполняется проволокой, фиксация покровного слоя выполняется самонарезающими болтами, а также холоднокатаной лентой 0,7х20 мм.

Надземные трубопроводы монтируются на технологических опорах по ОСТ 36-146-88 на несгораемых стойках с высотой прокладки не менее 0,5 м до низа теплоизоляции.

Все опоры под трубопроводы и под задвижки регулируемые по высоте. Регулировку опор выполнять на основании данных деформационных марок (ДМ). Деформационные марки расположить на расстоянии 10 метров от границы подземная/надземная часть. Величина регулировки относительно величины просадки соответствующей деформационной марки составляет 25%.

Для обслуживания задвижек предусматривается подъезд для транспорта.

Схема принципиальная технологическая напорного нефтепровода приведена на листе ТЮ-ННП.У1-П-ТКР.01.00-ГЧ-002, схема принципиальная технологическая узлов запорной арматуры на листе ТЮ-ННП.У1-П-ТКР.01.00-ГЧ-007.

Компоновка узлов запорной арматуры УЗА-001.1 и УЗА-001 приведена на листах ТЮ-ННП.У1-П-ТКР.01.00-ГЧ-005, ТЮ-ННП.У1-П-ТКР.01.00-ГЧ-006.

1.9 Переходы напорного нефтепровода через препятствия

1.9.1 Переходы напорного нефтепровода через коммуникации

Все пересечения проектируемого нефтепровода с подземными и надземными коммуникациями выполняются подземно.

Напорный нефтепровод пересекает:

- проектируемые ВЛ-10 кВ на ПК17+36,4 и ПК17+48,2;
- проектируемый подземный нефтегазосборный трубопровод от кустовой площадки КР10 на ПК22+81,5;
- проектируемый подземный нефтегазосборный трубопровод от кустовой площадки КР08 на ПК57+63,9;
- проектируемый подземный нефтегазосборный трубопровод от кустовой площадки КР09 на ПК94+64,7;
- проектируемый подземный нефтегазосборный трубопровод от кустовой площадки КР10 на ПК118+83.

При пересечении трубопроводов, проектируемый нефтепровод прокладывается с расстоянием в свету между проектируемым и пересекаемым трубопроводами не менее 0,35 м. Угол пересечения между проектируемым и пересекаемым нефтепроводами не менее 60°.

При пересечении напорным нефтепроводом ВЛ-10 кВ расстояние от заземлителя или подземной части (фундамента) опоры ВЛ до промыслового трубопровода принято не менее 5 м.

Категория участков напорного нефтепровода:

- на переходах через подземные нефтепроводы, включая участки на длине 20 м в обе стороны от пересечения, в соответствии с таблицей 4 ГОСТ Р 55990-2014 - «С».
- на пересечениях с линиями ВЛ-10 кВ категория проектируемого нефтепровода на длине 1000 м по обе стороны от пересечения «С».

Ведомости пересечений напорного нефтепровода с подземными и надземными коммуникациями приведены в таблицах 1.3 и 1.4.

Устройство пересечений проектируемого нефтепровода с действующими коммуникациями допускается выполнять только в присутствии организации-владельца коммуникации.

Таблица 1.3 – Ведомость пересечений напорного нефтепровода с надземными коммуникациями

км	Пикет	Плюс	Наименование линии. напряжение	Кол-во проводов шт.	Угол пересечения. градусы	Высота столба		Расстояние от оси трассы до опоры пересекаем ой линии		Высота нижнего провода столба		Высота нижнего провода в точке пересечения	Высота верхнего провода столба		Владелец	Дата и температура воздуха
						левого	правого	левой опоры	правой опоры	левого	правого		левого	правого		
Напорный нефтепровод Тас-Юряхского месторождения. Участок 1																
2	17	36.43	проект. ось ВЛ-10 кВ N1 ПС 110/10 кВ - КТП КП8	-	89°01'	-	-	-	-	-	-	-	-	-	ООО «Газпромнефть-Заполярье», ул. 50 лет Октября, 8 Б, Тюмень, Тюменская обл., 625048	-
2	17	48.23	проект. ось ВЛ-10 кВ N2 ПС 110/10 кВ - КТП КП8	-	89°02'	-	-	-	-	-	-	-	-	-	ООО «Газпромнефть-Заполярье», ул. 50 лет Октября, 8 Б, Тюмень, Тюменская обл., 625048	-
Напорный нефтепровод Тас-Юряхского месторождения. Участок 1.1																
пересечений нет																

Таблица 1.4 – Ведомость пересечений напорного нефтепровода с подземными коммуникациями

Положение		Наименование	Техническое состояние	Угол пересечения. град	Материал	Диаметр мм	Глубина залегания до верха. м	Владелец
км	ПК+							
Напорный нефтепровод Тас-Юряхского месторождения. Участок 1								
3	22+81.52	ш.ТЮ-КП10 проект. ось Трубопровод нефтегазосборный от КП N10 до ДНС. Участок N2 Начало совместной прокладки - Совмещенная площадка СОД	Проект.	90°00'	-	-	-	ООО «Газпромнефть-Заполярье», ул. 50 лет Октября, 8 Б, Тюмень, Тюменская обл., 625048
3	22+81.53	ш.ТЮ-КП5 проект. ось Трубопровод нефтегазосборный от КП N5 до ДНС. Участок N4 Начало совместной прокладки - Совмещенная площадка СОД	Проект.	90°00'	-	-	-	ООО «Газпромнефть-Заполярье», ул. 50 лет Октября, 8 Б, Тюмень, Тюменская обл., 625048
6	57+63.91	ш.ТЮ-КП8.9 проект. ось Нефтегазосборного трубопровода КПН8 - т.вр. 4	Проект.	89°59'	-	-	-	ООО «Газпромнефть-Заполярье», ул. 50 лет Октября, 8 Б, Тюмень, Тюменская обл., 625048
10	94+64.68	ш.ТЮ-КП8.9 проект. ось Нефтегазосборного трубопровода КПН9 - т.вр. 5	Проект.	89°59'	-	-	-	ООО «Газпромнефть-Заполярье», ул. 50 лет Октября, 8 Б, Тюмень, Тюменская обл., 625048
12	117+82.99	ш.ТЮ-КП10 проект. ось Трубопровод нефтегазосборный от КП N10 до ДНС. Участок N1	Проект.	60°00'	-	-	-	ООО «Газпромнефть-Заполярье», ул. 50 лет Октября, 8 Б, Тюмень, Тюменская обл., 625048
Напорный нефтепровод Тас-Юряхского месторождения. Участок 1.1								
пересечений нет								

1.9.2 Переходы напорного нефтепровода через автодороги

Проектируемый нефтепровод пересекают проектируемые автодороги:

- к кустовой площадке КР10 на ПК22+38.6;
- к проектируемым площадкам (проект 1325/10.2) на ПК57+83 и на ПК94+25.

В соответствии с п. 724 ФНиП "Правила безопасности в нефтяной и газовой промышленности" промысловый нефтепровод на переходах через автодороги прокладывается подземно, открытым способом, с пропуском трубы в стальном защитном футляре, внутренний диаметр которого не менее чем на 200 мм больше наружного диаметра трубопровода.

Минимальное заглубление трубопровода согласно п. 10.3.9.1 ГОСТ Р 55990-2014 составляет:

- от верха покрытия дороги до верхней образующей защитного футляра – 1,4 м;
- от дна кювета, водоотводной канавы или дренажа до верхней образующей защитного футляра – 0,5 м.

Согласно п. 10.3.6 ГОСТ Р 55990-2014 концы футляра выводятся на расстояние не менее, чем на 2,0 м от подошвы насыпи автодороги и на 5 м от бровки земляного полотна. На обоих концах защитного футляра устанавливаются торцевые уплотнения (манжеты), обеспечивающие герметизацию межтрубного пространства. Для протаскивания трубопровода внутрь футляра, на трубопровод устанавливаются спейсеры из диэлектрических материалов.

В соответствии с таблицей 4 ГОСТ Р 55990-2014 категория трубопроводов в местах переходов через автодороги, включая участки по обе стороны дороги длиной 25 м - «С».

Строительство перехода через автодорогу осуществляется в строгом соответствии с требованиями, изложенными в нормативных документах: ГОСТ Р 55990-2014 и ФНиП "Правила безопасности в нефтяной и газовой промышленности".

Ведомость пересечений напорного нефтепровода с автодорогами приведена в таблице 1.5.

На участке ПК22+67 – ПК117+65 протяженностью 9498 м. проектируемый нефтепровод следует параллельно с автодорогой к кустовой площадке КР10. Расстояние между напорным нефтепроводом и подошвой автодороги на участке параллельного следования не менее 20 м., нормативное расстояние по ГОСТ Р 55990-2014 (Таблица 6) не менее 10 м.

Таблица 1.5 – Ведомость пересечений напорного нефтепровода с автодорогами

№ п/п	КМ	ПК	Наименование дороги	Категория дороги	Вид покрытия	Ширина проезжей части м	Ширина земляного полотна м	Ширина основания насыпи м	Угол пересечения	Владелец
Напорный нефтепровод Тас-Юряхского месторождения. Участок 1										
1	3	22+38.57	ш.ТЮ-КП10 Автомобильная дорога IV-н категории к КП-10	-	-	-	-	-	90°00'	ООО «Газпромнефть- Заполярье», ул. 50 лет Октября, 8 Б, Тюмень, Тюменская обл., 625048
Напорный нефтепровод Тас-Юряхского месторождения. Участок 1.1										
пересечений нет										

1.10 Переходы напорного нефтепровода через водные преграды

Напорный нефтепровод на ПК12а+51,40 пересекает водную преграду– ручей без названия. Ведомость пересечений напорного нефтепровода с водными преградами приведена в Таблице 1.6.

Переход нефтепровода через ручей выполняется открытым (траншейным) способом.

Заглубление нефтепровода на переходе через ручей составляет не менее, чем на 1,0 м от естественных отметок дна до верха забалластированного трубопровода. В целях обеспечения устойчивости положения подземного трубопровода, сохранности его от повреждений, для участков, прокладываемых в русловой и пойменной части ручья, предусмотрена балластировка пригрузами УБО-530. Расчет балластировки, выбор типа пригрузов, шаг их расстановки представлены в п. 2.7 тома 3.1

Таблица 1.6 – Ведомость пересечений напорного нефтепровода с водными преградами

Положение пересечения			Наименование водотока	Урез, м	Угол пересечения	Ширина, м	Глубина, м	Дата изысканий	Координаты места пересечения (середина)	
Начало ПК+	Дно ПК+	Конец ПК+							Е	N
Напорный нефтепровод Тас-Юряхского месторождения. Участок 1										
нет пересечений										
Напорный нефтепровод Тас-Юряхского месторождения. Участок 1.1										
12а+50.89	12а+51.40	12а+51.91	ручей б/н	-	78°39'	-	-	14.05.2025	61°46'1.806"	113°36'32.998"

1.11 Знаки по трассе нефтепровода

Трасса проектируемого напорного нефтепровода обозначается километровыми и опознавательными знаками (со щитами-указателями) высотой 1,8 м от поверхности земли. Знаки устанавливаются в пределах прямой видимости, но не реже, чем через 1000 м:

Знаки закрепления трассы устанавливаются:

- на каждом километре трассы;
- на углах поворота трубопровода;
- на пересечениях трубопровода с коммуникациями. При этом фундамент знака смещен относительно пересекаемой коммуникации во избежание ее повреждения;
- на переходах через автодорогу по обе стороны от автодороги.

Знаки закрепления трассы устанавливаются с правой стороны трубопровода по ходу движения продукта на расстоянии 1 м от оси трубопровода.

На переходах нефтепровода через автодороги с каждой стороны от оси перехода нефтепровода через автодорогу устанавливаются предупредительные знаки «ОСТОРОЖНО! НЕФТЕПРОВОД!» и знаки «ОСТАНОВКА ЗАПРЕЩЕНА» - в 100 м от оси перехода в каждую сторону.

Вдоль трассы нефтепровода для исключения возможности его повреждения в соответствии с требованиями «Правил охраны магистральных трубопроводов» устанавливается охранная зона в виде участка земли, ограниченного условными линиями, проходящими в 25 метрах от оси трубопровода с каждой стороны.

1.12 Очистка полости, испытания, контроль качества сварных соединений трубопроводов

Трубопроводы до ввода в эксплуатацию подвергается очистке полости, испытанию на прочность и проверке на герметичность.

Испытания проводятся в соответствии с требованиями п. 13 ГОСТ Р 55990-2014.

Очистку трубопроводов и испытания осуществляют по специальным инструкциям, отражающим местные условия работ. Специальная инструкция составляется Заказчиком совместно со строительно-монтажной организацией.

Очистку полости трубопровода производят непосредственно в процессе монтажно-сварочных работ, а после их завершения – продувкой сжатым воздухом и пропуском поролоновых поршней. По завершению СМР на участке провести калибровку трубопровода скребком-калибром с калибровочным диском на 85% (276мм) от номинального диаметра трубопровода.

Контроль сварных соединений трубопроводов выполняется в объеме 100% радиографическим методом. Работы по контролю проводятся согласно требованиям раздела 9 СП 406.1325800.2018.

Испытания трубопроводов на прочность и проверку на герметичность проводят после полной готовности участка или всего трубопровода (контроля качества сварных соединений физическим методом, укладки и засыпки трубопровода или закрепления трубопровода на опорах, очистки полости, установки арматуры и приборов).

Испытания трубопровода на прочность проводят гидравлическим или пневматическим способом, в зависимости от участка трубопровода.

При температуре окружающей среды во время гидравлических испытаний ниже 0°C необходимо принять меры против замерзания воды и обеспечить опорожнение трубопроводов после испытания и осушку полости.

Проверку на герметичность промыслового трубопровода в целом или его участка производят после испытания на прочность путем снижения испытательного давления до максимального рабочего и его выдержки в течение времени, необходимого для осмотра трассы, но не менее 12 ч. Для промысловых трубопроводов максимальное рабочее давление принято равным расчетному давлению.

После выдержки под пробным давлением, давление снижается до рабочего, при котором проводится визуальный осмотр наружной поверхности, разъемных и сварных соединений. После окончания испытаний трубопровод полностью опорожняется и продувается.

Не испытываемые (гарантийные) сварные стыки подлежат 100% контролю радиографическим методом, а также 100% контролю ультразвуковым методом.

Мероприятия по обеспечению водой для гидравлических испытаний и способ последующей утилизации загрязненных вод определяются Подрядчиком по строительству и отражаются в проекте производства работ.

Особо опасные участки трубопровода - на пересечениях с автодорогами, с подземными и надземными коммуникациями (трубопроводы, ЛЭП) подвергаются предпусковой внутритрубной приборной диагностике в соответствии с п. 890 ФНиП «Правила безопасности в нефтяной и газовой промышленности». Внутритрубная диагностика осуществляется с помощью дефектоскопа продольного намагничивания (способ MFL – магнитный метод неразрушающего контроля).

В соответствии с Приложением 7 к ФНиП в области промышленной безопасности «Правила безопасности в нефтяной и газовой промышленности» размеры зоны безопасности для промыслового трубопровода при гидравлических испытаниях составляют:

- радиус опасной зоны при очистке полости в обе стороны от трубопровода – 100 м;
- радиус опасной зоны при очистке полости в направлении возможного отрыва заглушки от торца трубопровода – 900 м.

Согласно п. 108 ФНиП «Правила безопасности в нефтяной и газовой промышленности» по завершении строительства, испытания на прочность и проверки на герметичность промысловых трубопроводов, произвести комплексное опробование, заключающееся в заполнении труб транспортируемой средой и их работой после заполнения в течение 72 часов.

Характеристика отдельных участков трубопроводов, объем контроля сварных соединений, величины давлений испытаний проектируемых трубопроводов представлены в таблице 1.7.

Таблица 1.7 – Характеристика промысловых трубопроводов, объем контроля сварных соединений, величины давлений испытаний

Наименование участка	Расчетное, МПа Рабочее, МПа	Категория участка	Контроль физическими методами, % не менее		Давление испытания, МПа		Нормативный документ
			Радиография	Ультразвук	На прочность гидравлическим или пневматическим способом	На герметичность	
Напорный нефтепровод	$\frac{10,0}{10,0}$	Н	100	100 Примеч. 3	В один этап одновременно с испытанием трубопровода: 1,1P _{раб} =11,0, продолжительностью 12 ч	P _{раб} =10,0 (время выдержки не менее 12 ч)	ГОСТ Р 55990-2014
Напорный нефтепровод на участке длиной 250 м от УПНГ	$\frac{10,0}{10,0}$	С	100		1 этап (после укладки и засыпки, гидравлическим способом): 1,25P _{раб} =12,5, продолжительностью 6 ч. гидравлическим способом; 2 этап (одновременно с испытанием трубопровода): 1,1P _{раб} =11,0, продолжительностью 12 ч.	P _{раб} =10,0 (время выдержки не менее 12 ч)	ГОСТ Р 55990-2014
Переходы напорного нефтепровода через автодороги, включая участки по обе стороны дороги на расстоянии не менее 25 м каждый по обе стороны дороги от подошвы насыпи или бровки выемки земляного полотна дороги	$\frac{10,0}{10,0}$	С	100	25 Примеч. 4	1 этап (после укладки и засыпки): 1,25P _{раб} =12,5, продолжительностью 6 ч.; 2 этап (одновременно с испытанием трубопровода): 1,1P _{раб} =11,0, продолжительностью 12 ч.	P _{раб} =10,0 (время выдержки не менее 12 ч)	ГОСТ Р 55990-2014

Наименование участка	Расчетное, МПа Рабочее, МПа	Категория участка	Контроль физическими методами, % не менее		Давление испытания, МПа		Нормативный документ
			Радиография	Ультразвук	На прочность гидравлическим или пневматическим способом	На герметичность	
Пересечения напорного нефтепровода с трубопроводами на длине 20 м по обе стороны от пересечения	$\frac{10,0}{10,0}$	С	100	25 Примеч. 4	1 этап (после укладки и засыпки, гидравлическим способом): 1,25Р _{раб} =12,5, продолжительностью 6 ч.; 2 этап (одновременно с испытанием трубопровода): 1,1Р _{раб} =11,0, продолжительностью 12 ч.	Р _{раб} =10,0 (время выдержки не менее 12 ч)	ГОСТ Р 55990-2014
Пересечения напорного нефтепровода с ВЛ 10 кВ на длине 1000 м по обе стороны от пересечения	$\frac{10,0}{10,0}$	С	100	25 Примеч. 4	1 этап (после укладки и засыпки, гидравлическим способом): 1,25Р _{раб} =12,5, продолжительностью 6 ч.; 2 этап (одновременно с испытанием трубопровода): 1,1Р _{раб} =11,0, продолжительностью 12 ч.	Р _{раб} =10,0 (время выдержки не менее 12 ч)	ГОСТ Р 55990-2014
Узел запуска СОД, а также примыкающие к нему участки трубопроводов длиной 250 м	$\frac{10,0}{10,0}$	С	100		1 этап (после крепления на опорах, укладки и засыпки, гидравлическим способом): 1,25Р _{раб} =12,5, продолжительностью 6 ч.; 2 этап (одновременно с испытанием трубопровода): 1,1Р _{раб} =11,0, продолжительностью 12 ч.	Р _{раб} =10,0 (время выдержки не менее 12 ч)	ГОСТ Р 55990-2014

Наименование участка	Расчетное, МПа Рабочее, МПа	Категория участка	Контроль физическими методами, % не менее		Давление испытания, МПа		Нормативный документ
			Радиография	Ультразвук	На прочность гидравлическим или пневматическим способом	На герметичность	
Узел запорной арматуры УЗА-001, а также примыкающие к нему участки трубопроводов длиной 250 м	$\frac{10,0}{10,0}$	С	100		1 этап (после крепления на опорах, укладки и засыпки): 1,25P _{раб} =12,5, продолжительностью 6 ч.; 2 этап (одновременно с испытанием трубопровода): 1,1P _{раб} =11,0, продолжительностью 12 ч.	P _{раб} =10,0 (время выдержки не менее 12 ч)	ГОСТ Р 55990-2014
Дренажный трубопровод от камеры СОД до задвижки	$\frac{10,0}{10,0}$	С	100		1 этап (после крепления на опорах, гидравлическим способом): 1,25P _{раб} =12,5, продолжительностью 6 ч.; 2 этап (одновременно с испытанием трубопровода): 1,25P _{раб} =12,5, продолжительностью 12 ч.	P _{раб} =10,0 (время выдержки не менее 12 ч)	ГОСТ Р 55990-2014
Дренажный трубопровод от задвижки до ЕП-001	$\frac{1,6}{0,07}$	С	100		1 этап (после крепления на опорах, гидравлическим способом): 1,25P _{раб} =2,0, продолжительностью 6 ч.; 2 этап (одновременно с испытанием трубопровода): 1,25P _{раб} =2,0, продолжительностью 12 ч.	P _{раб} =1,6 (время выдержки не менее 12 ч)	ГОСТ Р 55990-2014

Наименование участка	Расчетное, МПа Рабочее, МПа	Категория участка	Контроль физическими методами, % не менее		Давление испытания, МПа		Нормативный документ
			Радиография	Ультразвук	На прочность гидравлическим или пневматическим способом	На герметичность	
Трубопровод откачки из дренажной емкости ЕП-001 в передвижную технику	$\frac{1,6}{1,6}$	С	100		1 этап (после крепления на опорах, гидравлическим способом): 1,25P _{раб} =2,0, продолжительностью 6 ч.; 2 этап (одновременно с испытанием трубопровода): 1,25P _{раб} =2,0, продолжительностью 12 ч.	P _{раб} =1,6 (время выдержки не менее 12 ч)	ГОСТ Р 55990-2014
Трубопровод на воздушник от дренажной емкости ЕП-001	$\frac{1,6}{0,07}$	С	100		1 этап (после крепления на опорах, гидравлическим способом): 1,25P _{раб} =2,0, продолжительностью 6 ч.; 2 этап (одновременно с испытанием трубопровода): 1,25P _{раб} =2,0, продолжительностью 12 ч.	P _{раб} =1,6 (время выдержки не менее 12 ч)	ГОСТ Р 55990-2014
Трубопровод пропарки дренажной емкости	$\frac{1,6}{1,6}$	С	100		1 этап (после крепления на опорах, гидравлическим способом): 1,25P _{раб} =2,0, продолжительностью 6 ч.; 2 этап (одновременно с испытанием трубопровода): 1,25P _{раб} =2,0, продолжительностью 12 ч.	P _{раб} =1,6 (время выдержки не менее 12 ч)	ГОСТ Р 55990-2014
Примечания: 1. При испытаниях рабочее давление принято равным расчетному. 2. Промысловый трубопровод допускается испытать в 1 этап в соответствии с примечанием 8 к таблице 21 ГОСТ Р 55990-2014.							

Наименование участка	Расчетное, МПа Рабочее, МПа	Категория участка	Контроль физическими методами, % не менее		Давление испытания, МПа		Нормативный документ
			Радиография	Ультразвук	На прочность гидравлическим или пневматическим способом	На герметичность	
<p>3. Согласно Таблицы 24 ТТР-01.02.04-13 версия 1.0, дублирующий ультразвуковой контроль в объеме 100% выполняется для специальных сварных соединений — захлестных (гарантийных) стыковых соединений, стыковых соединений вставок («катушек»), стыковых соединений разнотолщинных труб, запорной и распределительной арматуры, угловых и нахлесточных сварных соединений на трубопроводах категорий С, Н.</p> <p>4. Согласно Таблицы 24 ТТР-01.02.04-13 версия 1.0, дублирующий ультразвуковой контроль в объеме 25% на переходах через автомобильные дороги IV, V, III-н, IV-н категорий и при пересечении трубопроводов между собой, с любыми коммуникациями наземной, подземной прокладки</p>							

1.13 Теплогидравлический расчет напорного нефтепровода Тас-Юряхского месторождения

В настоящем разделе представлен теплогидравлический расчет напорного нефтепровода от УПНГ Тас-Юряхского месторождения до УПН Чаяндынского месторождения.

Гидравлический расчет напорного нефтепроводов произведен с целью:

- определения оптимального диаметра трубопровода,
- определения гидравлических потерь по трассе трубопровода,
- определения технологических параметров в точке подключения трубопровода;
- определения режимов течения в нефтепроводе;
- определения скорости движения потока в трубопроводе;
- определение максимальной пропускной способности нефтепровода.

Гидравлический расчет выполнен с использованием термодинамической модели уравнение состояния Пенг-Робинсона (PR).

Компьютерное моделирование включает в себя расчеты и выводы результатов расчетов таких важных переменных, как давление, температура, плотность и других параметров нефти по мере движения ее по трассе.

1.13.1 Исходные данные

Напорный нефтепровод от УПНГ Тас-Юряхского месторождения до УПН Чаяндынского месторождения предназначен для транспортировки дегазированной обводненной нефти.

Теплогидравлический расчет нефтепровода выполнен в соответствии с Задаaniem на проектирование от 09.10.2024 г.

Расход и состав углеводородной смеси, поступающей в напорный нефтепровод (ННП) от УПНГ Тас-Юряхского НГКМ, принят из результатов расчета материального баланса УПНГ Тас-Юряхского месторождения, выполненного ООО «Газпром проектирование». Максимальный показатель транспорта углеводородной нефтяной смеси по напорному нефтепроводу составляет 1867,1 тыс.тонн/год (2029 год). Максимальные и минимальные расчетные годовые показатели для напорного нефтепровода представлены в таблице 1.8.

Для выполнения теплогидравлического расчета напорного нефтепровода использовались следующие исходные данные:

- диаметр напорного нефтепровода DN300 (325x10);
- общая протяженность напорного нефтепровода 140,8 км;
- показатели транспорта углеводородной нефтяной смеси, приведенные в таблице 1.8, на расчетные периоды:
 - 2029 г – период максимальный по жидкости транспортируемой по ННП (на период эксплуатации);
 - 2051 г – период минимальный по жидкости транспортируемой по ННП (на период эксплуатации).
- обводненность продукции составляет в 2029 году – 0,23%, в 2051 – 0,22% масс;
- расчетное давление нефтепровода – 10,0 МПа (изб.);
- давление на входе УПН Чаяндынского месторождения 1,0 МПа(изб.);
- температура потока нефти по технологии на выходе с УПНГ составляет от плюс 0,99 °С до плюс 10,6 °С;

- режим работы трубопровода 365 суток в году, 8760 ч/год, круглосуточный;
- тип трубопровода – стальной без теплоизоляции (теплопроводность трубы 51,0 Вт/м*К), в гидроизоляции толщиной 2,2 мм (коэффициент теплопроводности полиэтилена 0,38 Вт/м*К);
- коэффициент абсолютной шероховатости трубопровода 0,1 мм;
- тип прокладки – подземная;
- температура грунта на глубине заложения трубопровода 1,6 м принята по метеостанции Ленск и приведена в техническом отчете инженерных изысканий ТЮ-ННП.УЗ-ИИ-ИГМИ.01.01-ТЧ-001 Таблица 5,10:
 - март минус 1,7⁰С;
 - июнь плюс 1,6⁰С;
 - август плюс 10,1⁰С;
 - декабрь плюс 1,1⁰С.
- коэффициент теплопроводности грунта принят для суглинков:
 - теплый период года 1,76 Вт/м*К;
 - холодный период года 1,56 Вт/м*К.
- компонентный мольный состав транспортируемой продукции принят из результатов расчета материального баланса УПНГ Тас-Юряхского месторождения, выполненного ООО «Газпром проектирование», и представлен в таблице **1.9** на принятые расчетные периоды;
- физико-химические свойства нефти и пластовой воды Тас-Юряхского месторождения представлены в таблице **1.10**.
- принципиальная схема напорного нефтепровода от УПНГ Тас-Юряхского месторождения до УПН Чаяндинского месторождения представлен на рисунке 1.1;
- профиль трассы напорного нефтепровода от УПНГ Тас-Юряхского месторождения до УПН Чаяндинского месторождения, заложенный в гидравлический расчет, построен по материалам инженерных изысканий и представлен на рисунке 1.2.

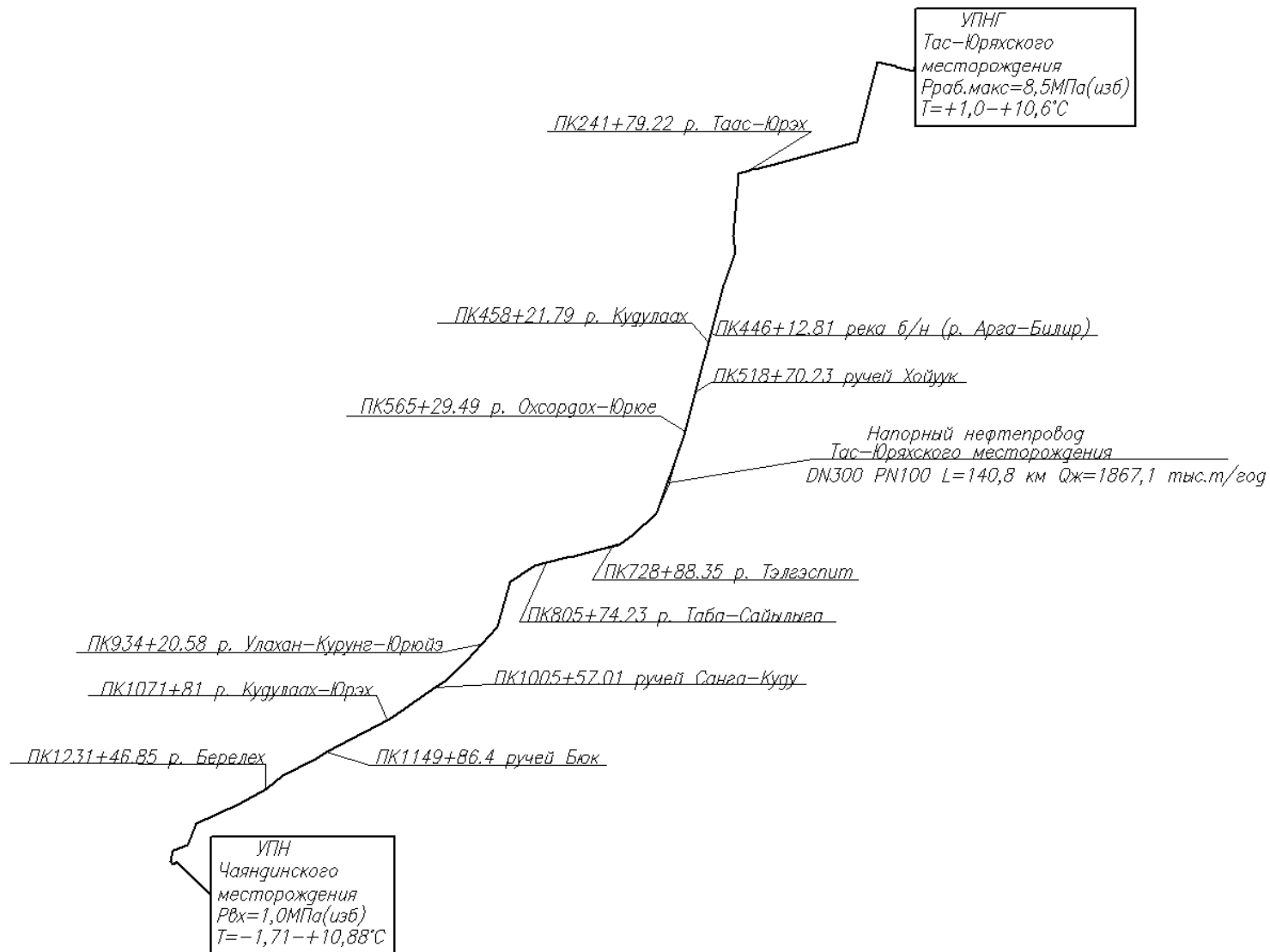


Рисунок 1.1 - Схема напорного нефтепровода от УПНГ Тас-Юряхского месторождения до УПН Чаяндынского месторождения

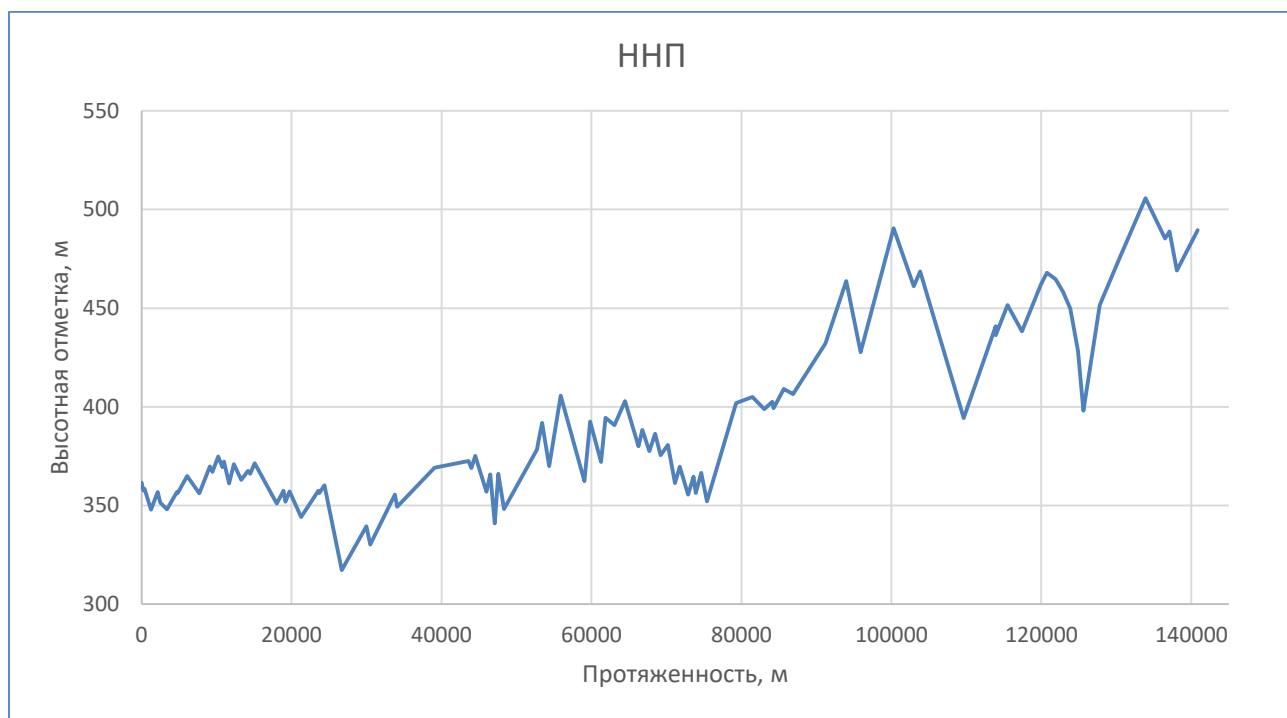


Рисунок 1.2 - Профиль трассы напорного нефтепровода от УПНГ Тас-Юряхского до УПН Чаяндинского месторождения, заложенный в ПО гидравлического расчета

Таблица 1.8 - Показатели транспорта углеводородной нефтяной смеси по напорному нефтепроводу от УПНГ Тас-Юряхского месторождения

Источник	Период	Углеводородная нефтяная смесь, тыс.тонн/год	Количество воды, тыс.тонн/год	Общий поток, тыс.тонн/год
Матбаланс УПНГ Тас-Юряхского месторождения	2029 г Зима	1862,8	4,2	1867,1
	2029 г Лето	1849,4	4,5	1853,9
	2051 г Зима	275,8	0,6	276,4
	2051 г Лето	275,5	0,6	276,1

Таблица 1.9 - Компонентный состав и физико-химические свойства расчетного потока углеводородной нефтяной смеси, поступающего в напорный нефтепровод от УПНГ Тас-Юряхского месторождения

Компоненты	Углеводородная нефтяная смесь			
	Мольные %			
	2029 год, зима	2029 год, лето	2051 год, зима	2051 год, лето
Helium	0,0000	0,0000	0,0000	0,0000
Nitrogen	0,0000	0,0000	0,0000	0,0000
CO2	0,0006	0,0008	0,0003	0,0003
Methane	0,0123	0,0212	0,0293	0,0294
Ethane	0,2085	0,2458	0,4845	0,4878
Propane	1,9302	1,7330	1,6917	1,6884
i-Butane	1,5922	1,3025	0,1865	0,1838
n-Butane	5,8839	4,8410	5,4343	5,3741
i-Pentane	0,7547	0,6774	0,2193	0,2162
n-Pentane	1,6355	1,5205	0,5076	0,5018
FRC1*	1,0539	0,9990	0,2136	0,2117
FRC2*	2,5554	2,4809	0,5787	0,5754
FRC3*	4,2582	4,2592	1,0860	1,0837
FRC4*	6,4624	6,5751	71,9598	72,0129
FRC5*	8,8836	9,0789	2,3437	2,3469
C6*	2,4736	2,4939	0,4602	0,4605
C7*	3,2953	3,3596	0,6007	0,6014
C8*	4,1846	4,2736	0,6942	0,6952
C9*	4,4915	4,5888	0,6420	0,6430
C10*	4,2622	4,3546	0,6445	0,6455
C11*	3,4819	3,5574	0,5823	0,5833
C12*	3,1217	3,1894	0,5177	0,5185
C13+*	36,9801	37,7822	9,6064	9,6216
Methanol	0,0123	0,0107	0,0778	0,0781
H ₂ O	2,4655	2,6543	1,4388	1,4407
Суммарно	100,00	100,00	100,00	100,00
Массовый часовой расход потока, кг/час	213135,4	211627,3	31554,5	31522,7
Молекулярная масса, г/моль	195,3	198,1	119,0	119,1
Расчетная плотность в ст.усл, кг/м ³	819,3	821,2	759,8	759,9

Таблица 1.10 - Физико-химические свойства нефти и пластовой воды Тас-Юряхского месторождения

Параметр	Показатель
Содержание серы, % масс.	0,73-0,93
Содержание парафинов, % масс.	0,15-1,22
Содержание смол и асфальтенов, % масс.	12,5
Содержание мехпримесей, % масс.	0,0-0,17
Температура застывания нефти, °С	-37,0
Плотность пластовой воды, кг/м ³	1,287
рН пластовой воды	4,11-5,05
Массовая концентрация в воде, мг/дм ³	Ca ²⁺ - 90681-98196 Mg ²⁺ - 11848,7-12456,3 HCO ₃ ⁻ - 443,9-767,3 Cl ⁻ - 227702,4-250560,6 общего железа - 1073-2973 SO ₄ ²⁻ - 127,5-317,1 Na ⁺⁺ K ⁺ - 12945,7-40999,5
Общая минерализация воды, мг/дм ³	352052-395354,3

1.13.2 Результаты теплогидравлического расчета напорного нефтепровода от УПНГ Тас-Юряхского месторождения до УПН Чаяндинского месторождения

Теплогидравлический расчет напорного нефтепровода DN300 от УПНГ Тас-Юряхского месторождения до УПН Чаяндинского месторождения выполнен на следующие периоды:

- 2029 г – период максимальный по жидкости транспортируемой по ННП (на период эксплуатации);
- 2051 г – период минимальный по жидкости транспортируемой по ННП (на период эксплуатации).

Результаты теплогидравлического расчета трубопровода от УПНГ Тас-Юряхского месторождения до УПН Чаяндинского представлен в таблицах 1.11 – 1.12. После таблиц приведены графики изменения температуры продукта по трассе трубопровода (рисунки 1.3 – 1.10).

Также был проведен расчет остывания трубопровода при условии его остановки на 72 часа в холодный период. Температуры, до которых остынет продукт в трубопроводе в начале и в конце трубопровода, приведены в таблице 1.13. После таблицы приведены графики падения температуры по трассе трубопровода при его останове (рисунки 1.11 – 1.12).

В соответствии с Заданием на проектирование был произведен расчет максимальной возможной загрузки нефтепровода. Граничащим фактором подбора часовой производительности служило давление в начале напорного нефтепровода 10,0 МПа (изб) и в конце нефтепровода 1,0 МПа (изб). Результаты расчета подбора максимальной производительности нефтепровода на зимний и летний периоды представлены в таблице 1.14.

Таблица 1.11 - Результаты гидравлического расчета напорного нефтепровода DN300 на 2029 г – период максимальный по жидкости транспортируемой по ННП (на период эксплуатации)

Наименование трубопровода	DN	Длина, км	Давление, МПа(изб.)		Температура, °С		Скорость, м/с	Режим	Расход флюида, кг/ч
			в начале	в конце	в начале	в конце			
Трубопровод от УПНГ Тас-Юряхского месторождения до УПН Чаяндинского месторождения	300	140,8	Март, температура грунта -1,7 ⁰ С						
			8,514	1,00	0,99	-0,78	0,97	турбулентный	213135,4
			Июнь, температура грунта +1,6 ⁰ С						
			8,300	1,00	8,50	2,54	0,96	турбулентный	211627,3
			Август, температура грунта +10,1 ⁰ С						
			8,070	1,00	8,50	10,88	0,97	турбулентный	211627,3
			Декабрь, температура грунта +1,1 ⁰ С						
			8,430	1,00	0,99	1,96	0,97	турбулентный	213135,4

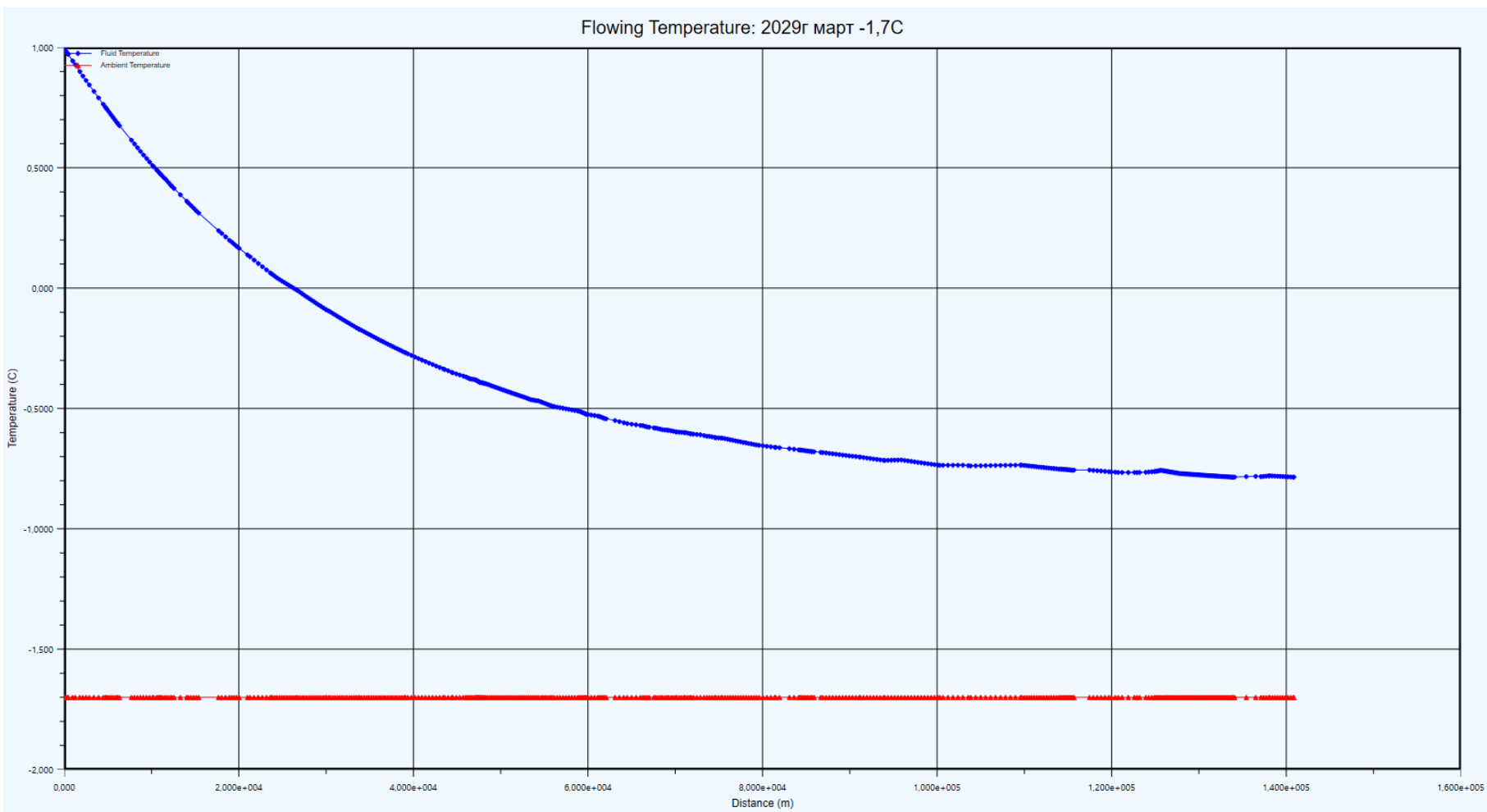


Рисунок 1.3 - График изменения температуры продукта по трассе трубопровода от УПНГ Тас-Юряхского месторождения до УПН Чаяндинского месторождения, 2029 г., март. Синяя линия – температура продукта, красная линия – температура грунта.

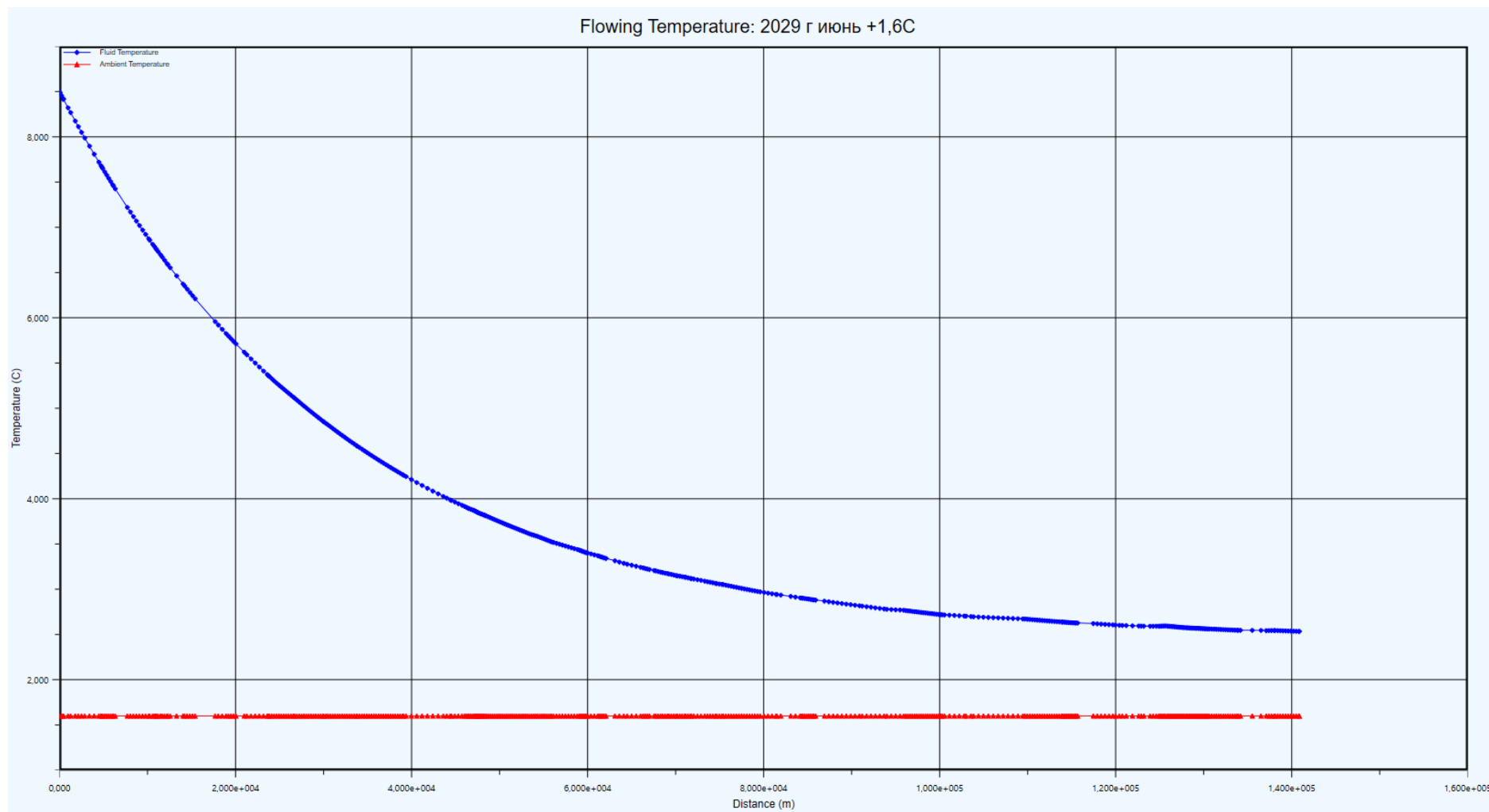


Рисунок 1.4 - График изменения температуры продукта по трассе трубопровода от УПНГ Тас-Юряхского месторождения до УПН Чаяндынского месторождения, 2029 г., июнь. Синяя линия – температура продукта, красная линия – температура грунта.

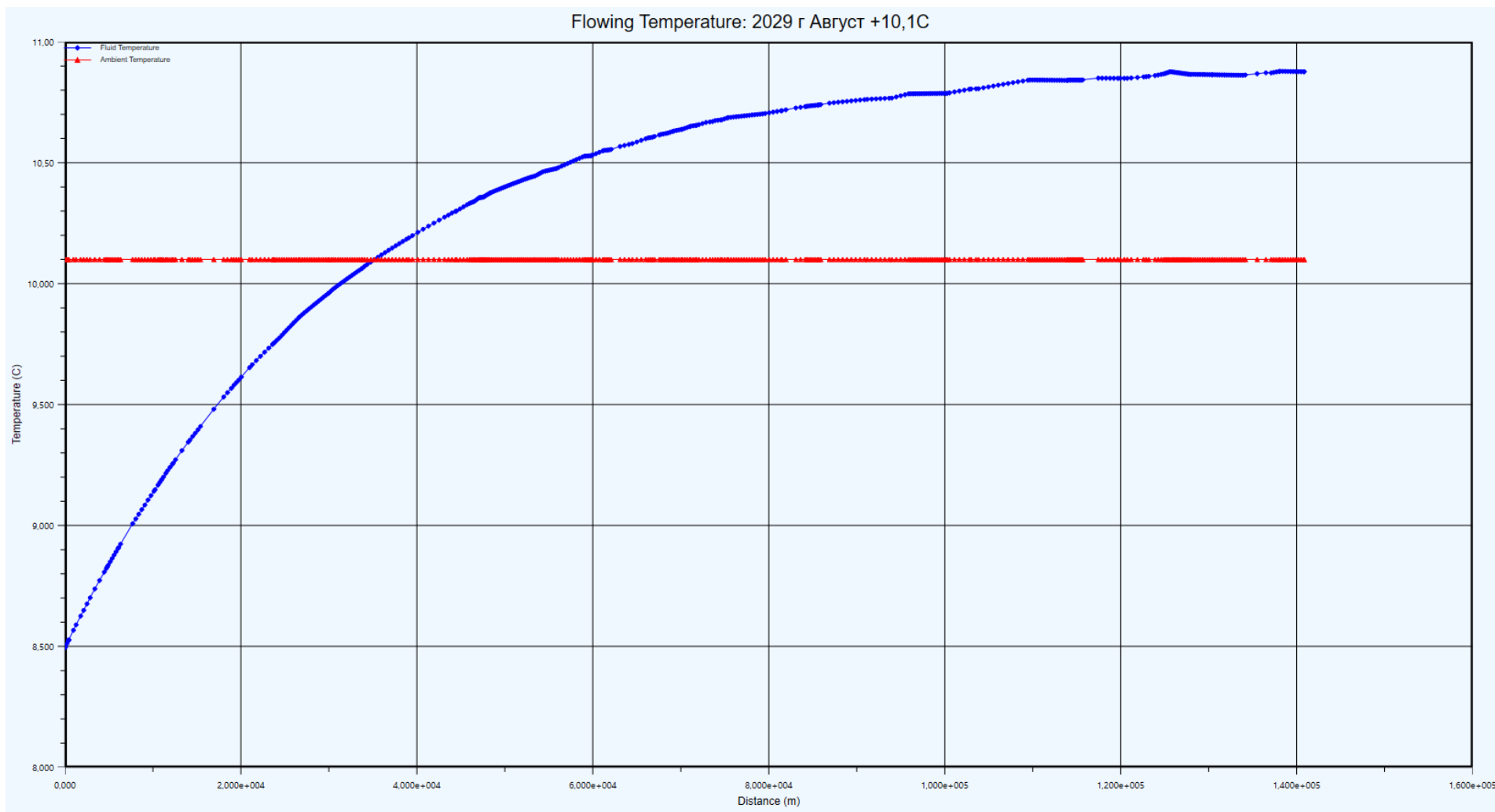


Рисунок 1.5 - График изменения температуры продукта по трассе трубопровода от УПНГ Тас-Юряхского месторождения до УПН Чаяндинского месторождения, 2029 г., август. Синяя линия – температура продукта, красная линия – температура грунта.

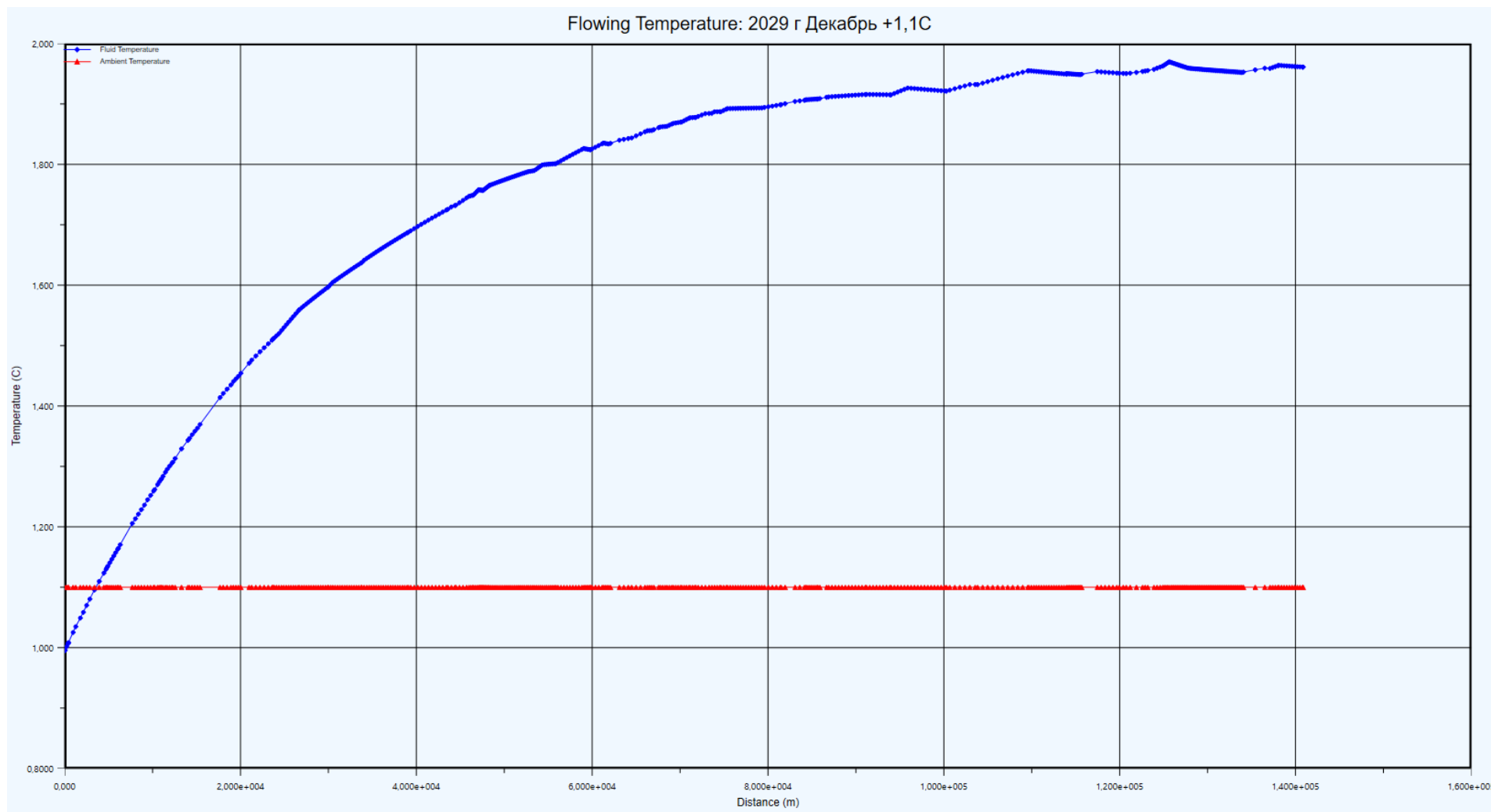


Рисунок 1.6 - График изменения температуры продукта по трассе трубопровода от УПНГ Тас-Юряхского месторождения до УПН Чаяндынского месторождения, 2029 г., декабрь. Синяя линия – температура продукта, красная линия – температура грунта.

Таблица 1.12 - Результаты гидравлического расчета напорного нефтепровода DN300 на 2051 г – период минимальный по жидкости транспортируемой по ННП (на период эксплуатации)

Наименование трубопровода	DN	Длина, км	Давление, МПа(изб.)		Температура, °С		Скорость, м/с	Режим	Расход флюида, кг/ч
			в начале	в конце	в начале	в конце			
Трубопровод от УПНГ Тас- Юряхского месторождения до УПН Чаяндинского месторождения	300	140,8	Март, температура грунта -1,7°С						
			2,165	1,00	10,59	-1,71	0,15	турбулентный	31554,5
			Июнь, температура грунта +1,6°С						
			2,162	1,00	10,60	1,59	0,15	турбулентный	31522,7
			Август, температура грунта +10,1 °С						
			2,154	1,00	10,60	10,09	0,16	турбулентный	31522,7
			Декабрь, температура грунта +1,1 °С						
			2,162	1,00	10,59	1,09	0,15	турбулентный	31554,5

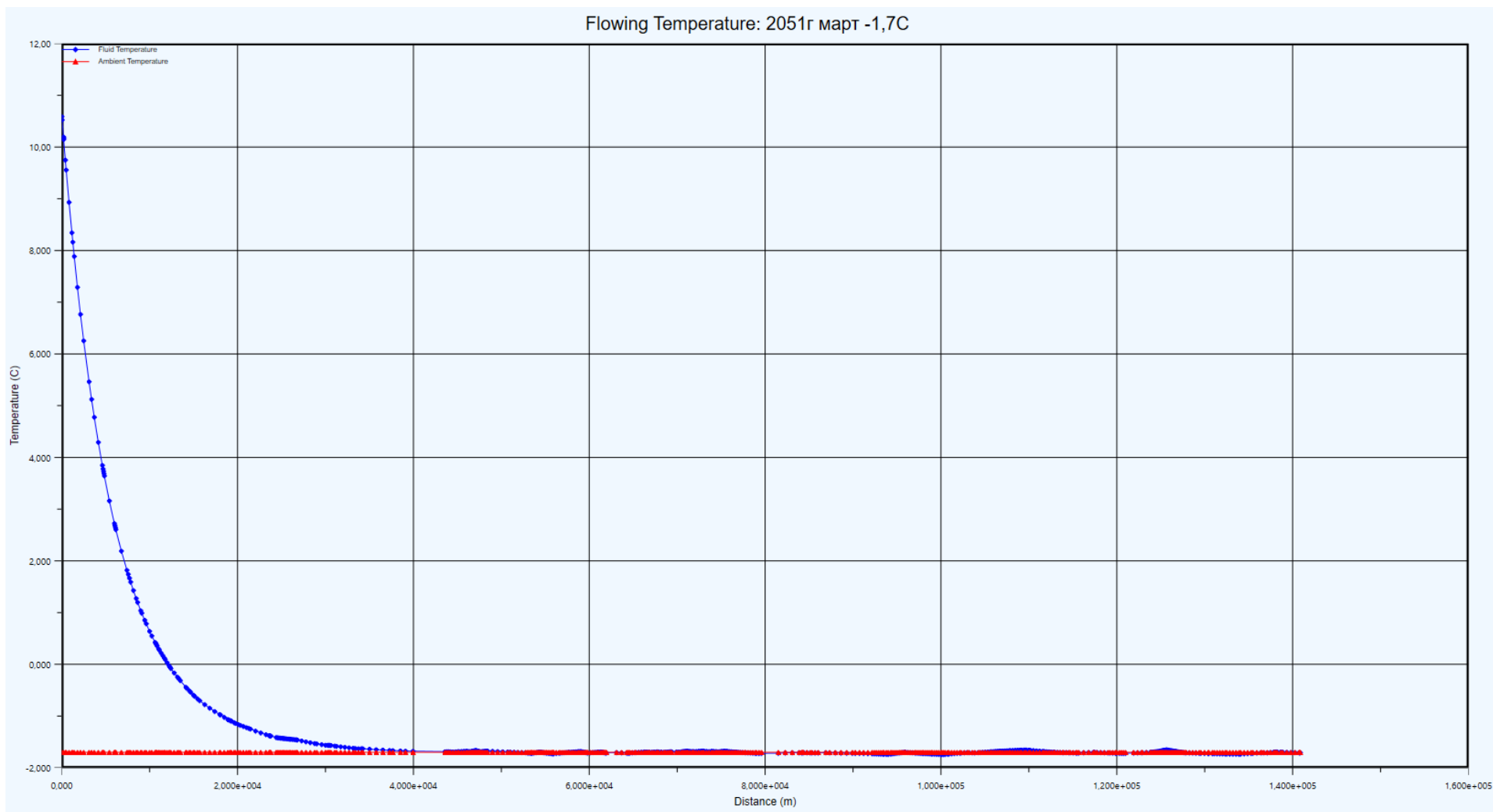


Рисунок 1.7 - График изменения температуры продукта по трассе трубопровода от УПНГ Тас-Юряхского месторождения до УПН Чаяндынского месторождения, 2051 г., март. Синяя линия – температура продукта, красная линия – температура грунта.

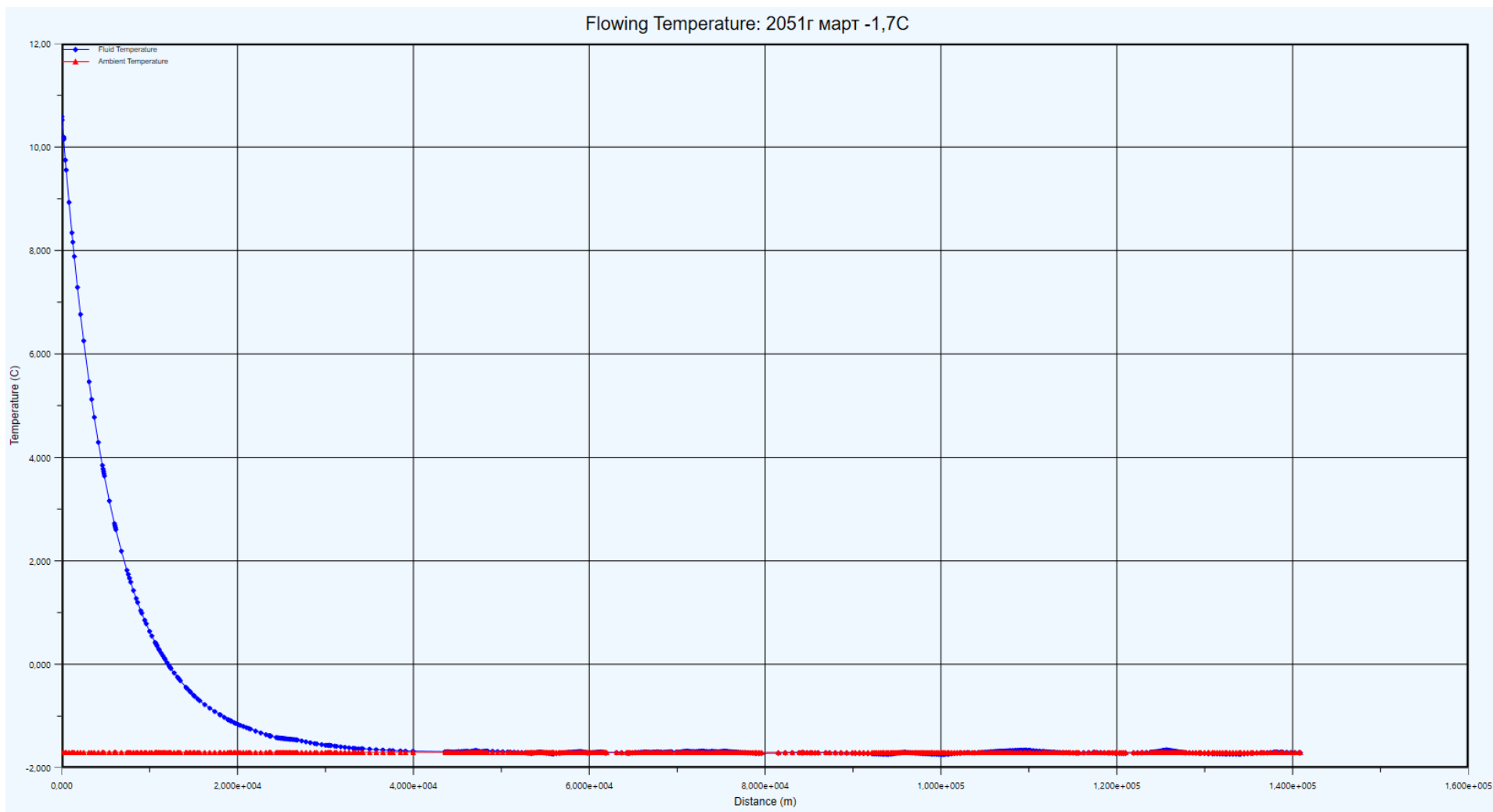


Рисунок 1.8 - График изменения температуры продукта по трассе трубопровода от УПНГ Тас-Юряхского месторождения до УПН Чаяндинского месторождения, 2051 г., июнь. Синяя линия – температура продукта, красная линия – температура грунта.

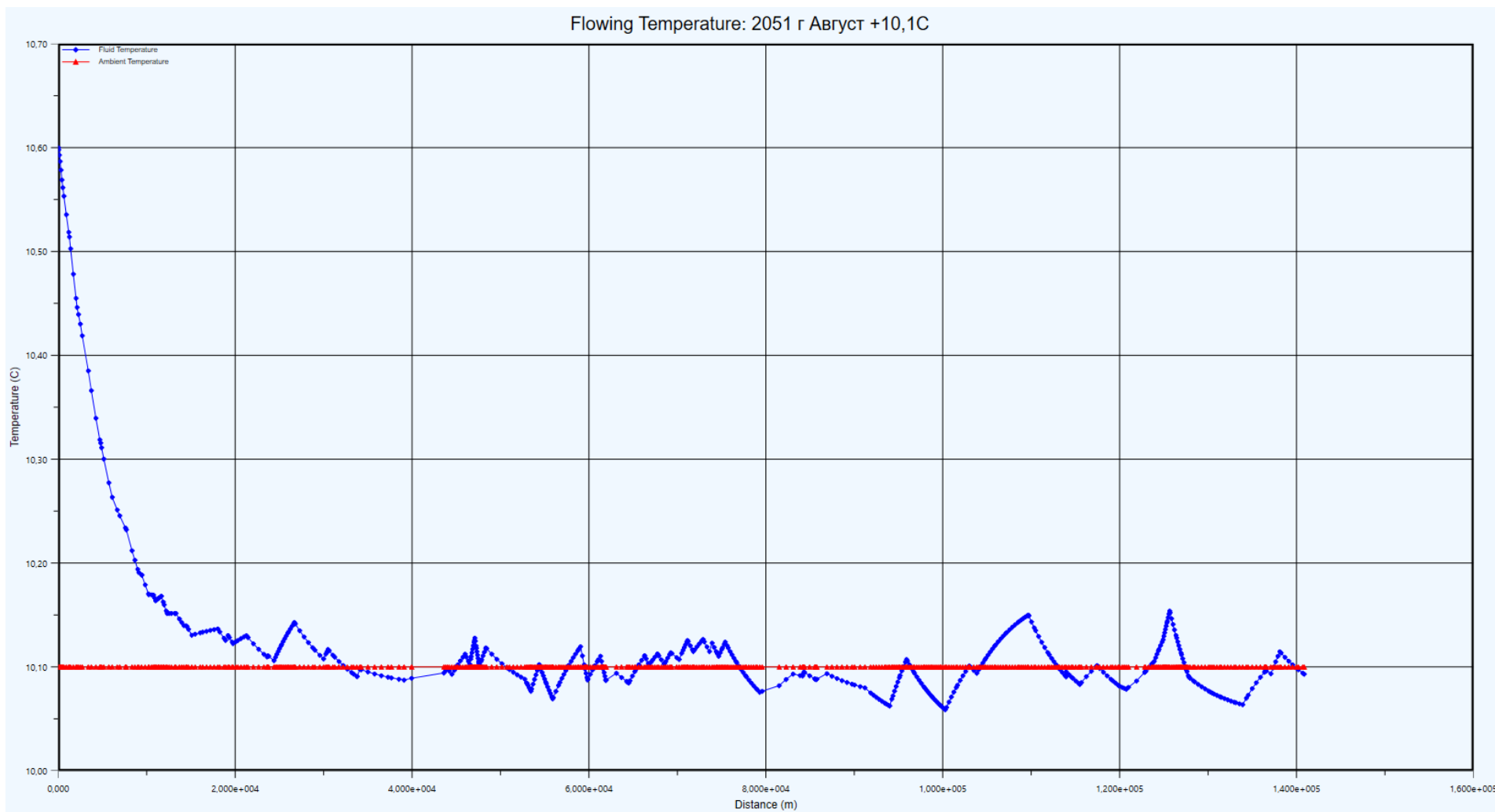


Рисунок 1.9 - График изменения температуры продукта по трассе трубопровода от УПНГ Тас-Юряхского месторождения до УПН Чаяндинского месторождения, 2051 г., август. Синяя линия – температура продукта, красная линия – температура грунта.

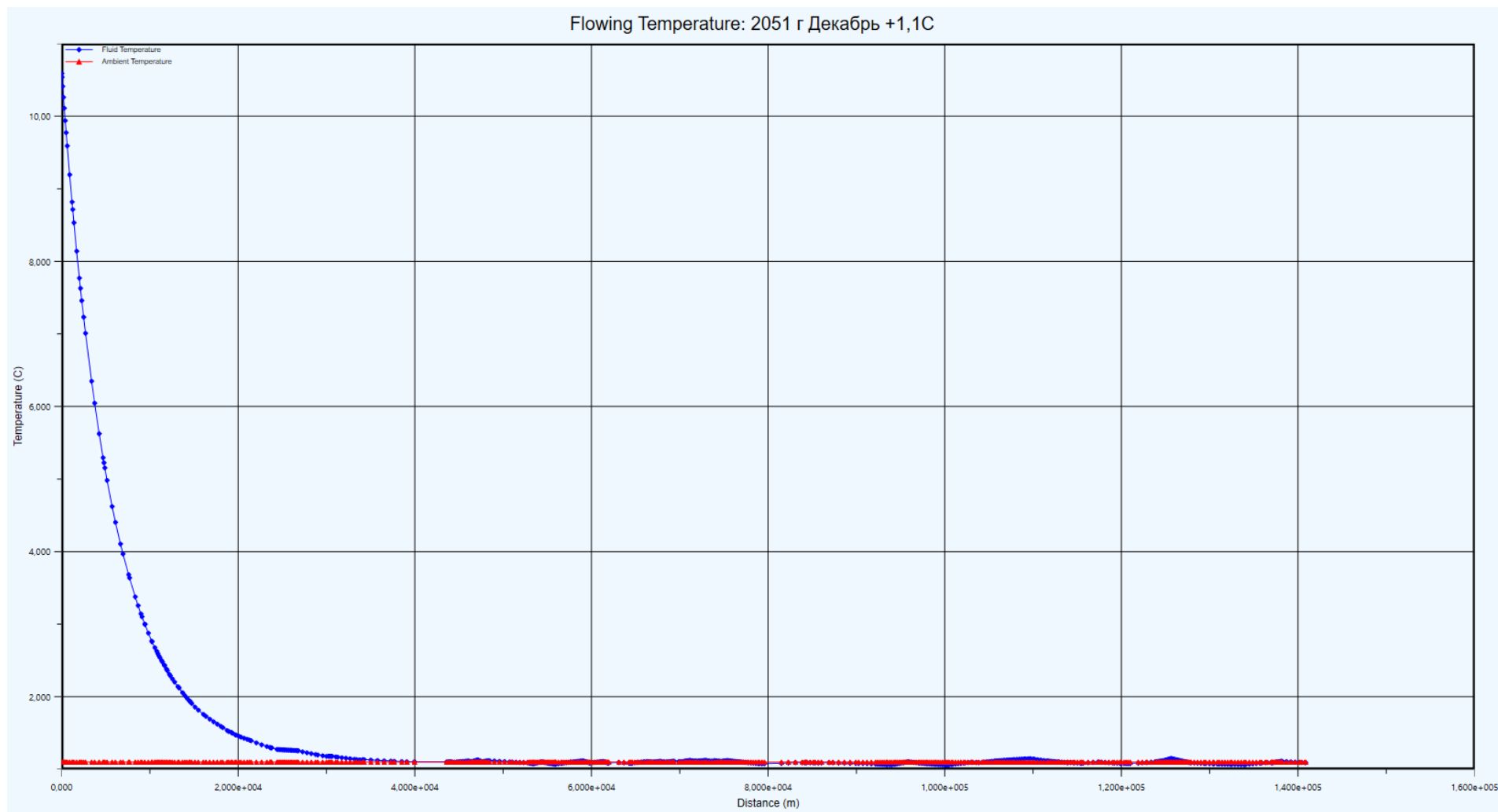


Рисунок 1.10 - График изменения температуры продукта по трассе трубопровода от УПНГ Тас-Юряхского месторождения до УПН Чаяндынского месторождения, 2051 г., декабрь. Синяя линия – температура продукта, красная линия – температура грунта.

Таблица 1.13 - Результаты расчета остывания нефтепровода DN300 без теплоизоляции при остановке перекачки на 72 часа (температура грунта принята на март месяц, минус 1,7⁰С)

Наименование трубопровода	DN	Длина, км	Температура до останова, °С		Температура после останова, °С		Расход флюида, кг/ч
			в начале	в конце	в начале	в конце	
Трубопровод от УПНГ Тас-Юряхского месторождения до УПН Чаяндинского месторождения	300	140,8	2029г				
			0,99	-0,78	-1,0	-1,5	213135,4
			2051 г				
			10,59	-1,71	1,6	-1,7	31554,5

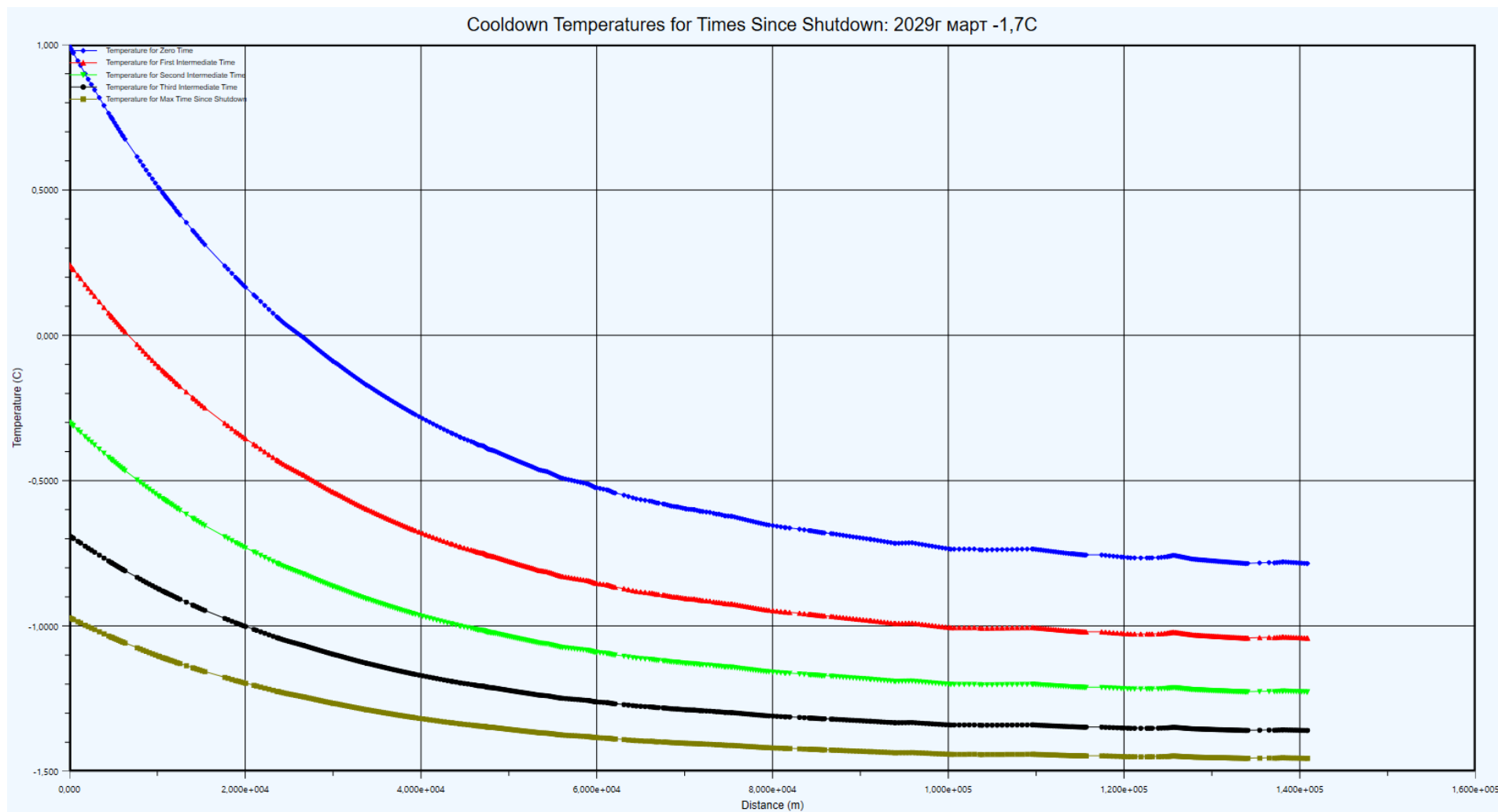


Рисунок 1.11 - График остывания трубопровода от УПНГ Тас-Юряхского месторождения до УПН Чаяндинского месторождения при условии его остановки на 72 часа (темно-зеленая линия), при производительности на 2029 г.

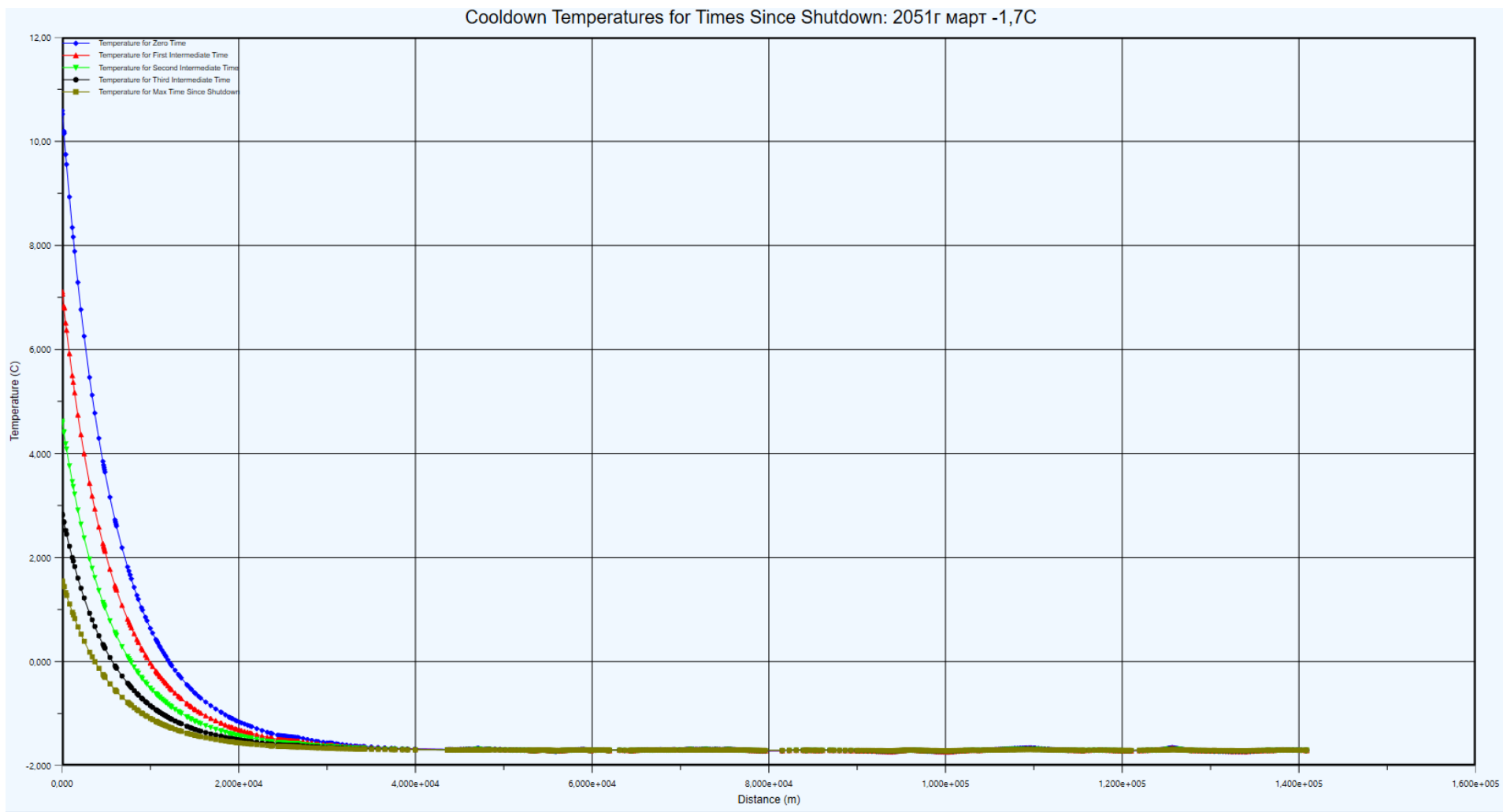


Рисунок 1.12 - График остывания трубопровода от УПНГ Тас-Юряхского месторождения до УПН Чаяндинского месторождения при условии его остановки на 72 часа (темно-зеленая линия), при производительности на 2051 г.

Таблица 1.14 - Результаты гидравлического расчета подбора максимальной пропускной способности напорного нефтепровода DN300

Наименование трубопровода	DN	Длина, км	Давление, МПа(изб.)		Температура, °С		Скорость, м/с	Режим	Расход флюида, кг/ч/, тыс.т/год
			в начале	в конце	в начале	в конце			
Трубопровод от УПНГ Тас-Юряхского месторождения до УПН Чаяндинского месторождения	300	140,8	Зимний период						
			10,0	1,0	0,99	-0,43	1,10	турбулентный	240500,0/ 2106,8
			Летний период						
			10,0	1,0	8,50	11,28	1,14	турбулентный	248600,0/ 2177,7

1.13.3 Анализ результатов теплогидравлического расчета напорного нефтепровода от УПНГ Тас-Юряхского месторождения до УПН Чаяндинского месторождения

По результатам гидравлического расчета напорного трубопровода DN300 можно сделать следующие выводы:

- при соблюдении условий поддержания давления в конце напорного нефтепровода 1,0 МПа (изб.) давление в начале трубопровода DN300 варьирует от 2,154 МПа (изб.) до 8,514 МПа (изб.) и не превышает расчетное давление трубопровода до 10,0 МПа(изб.);
- температура потока в начальной точке подключения трубопровода составляет плюс 0,99 °С в 2029 г и плюс 10,6 °С в 2051 г.;
- температура потока в конечной точке подключения трубопровода колеблется в пределах от минус 1,71 °С до плюс 10,88 °С;
- скорость водонефтяной смеси в проектируемом трубопроводе составляет 0,15 – 0,97 м/с.;
- режим течения в трубопроводе турбулентный, газовая фаза в рабочих условиях не образуется;
- максимальная пропускная способность напорного нефтепровода от УПНГ Тас-Юряхского месторождения до УПН Чаяндинского месторождения при максимальном давлении на выходе с УПНГ 10,0МПа(изб.) на летний, зимний периоды составляет от 2106,8 тыс.т/год до 2177,7 тыс.т/год, скорость смеси при этих производительностях составляет 1,1-1,14 м/с, режим течения турбулентный;
- при условии останова напорного нефтепровода в холодный период года на 72 часа в 2029 году поток остынет до минус 1,5 °С, а в 2051 году поток примет температуру грунта минус 1,7 °С;
- применение депрессорных присадок в полость трубопровода не требуется ввиду транспорта обводненной продукции;
- в связи с повышенной минерализацией пластовой воды Тас-Юряхского НГКМ, сниженными скоростями течения продукта в нефтепроводе существуют технологические риски при транспорте нефти, а именно: язвенная коррозия металла трубопровода, увеличение шероховатости трубопровода, потенциальному снижению пропускной способности, а также выпадению из жидкости кристаллов солей. Для исключения данных рисков рекомендовано применение системы подачи ингибитора коррозии и солеотложения. Фактическая скорость коррозии в реальных условиях технологического объекта определяется по фактическим данным на основании проведения коррозионного мониторинга;
- по содержанию парафина 0,15-1,2% (масс.) нефть является малопарафинистой, риски осложнений в части парафинообразования отсутствуют.

1.13.4 Проверочный расчет трубопровода от УПНГ Тас-Юряхского месторождения до УПН Чаяндинского месторождения на гидравлический удар

Расчет ННП от УПНГ Тас-Юряхского месторождения до УПН Чаяндинского месторождения на гидроудар проведен в соответствии с приложением 5 РТМ 38.001-94 «Указания по расчету на прочность и вибрацию технологических стальных трубопроводов».

Максимальная производительность принята на 2029 год – 1867,1 тыс.т/год.

В связи с отсутствием научно-исследовательских рекомендаций по нефти Тас-Юряхского месторождения для расчета гидроудара ННП на стадии ПД был использован модуль упругости смеси, рассчитанный по средневзвешенному значению трех жидкостей в ННП согласно их массовым долям в смеси. Для нефти использовался аналог - нефть Среднеботуобинского НГКМ, модуль упругости которой составляет $1,3 \cdot 10^9$ Па. Значение модуля упругости нефти Тас-Юряхского месторождения будет уточнено после получения результатов исследования проб нефти.

Расчет гидравлического удара при закрытии ZV-001 на напорном нефтепроводе в районе камеры запуска СОД

Углеводородная нефтяная смесь от УПНГ Тас-Юряхского месторождения по трубопроводу DN300 поступает на камеру запуска СОД, с установленной на ней электроприводной задвижкой ZV-001 с временем закрытия 142 сек.

Гидравлический удар рассчитан на ситуацию, возникающую при закрытии задвижки на камере запуска СОД ZV-001.

Исходные данные для проверочного расчета трубопровода на гидравлический удар:

- Длина трубопровода - 209 м;
- Объем транспортируемой нефти – 253,8 м³/час;
- Внутренний диаметр трубопровода $D_{\text{вн}}=305$ мм;
- Толщина стенки трубопровода $s=10$ мм;
- Модуль упругости нефти $k=1,3 \cdot 10^9$ Па;
- Модуль упругости воды $k=2,2 \cdot 10^9$ Па;
- Модуль упругости с углеводородной смеси $k=1,53 \cdot 10^9$ Па;
- Модуль упругости материала трубы, для стали $E=206 \cdot 10^9$ Па;
- Время закрытия электроприводной задвижки $\tau_s=142$ сек;
- Плотность потока (углеводородная нефтяная смесь) $\rho_n=839,7$ кг/м³;
- Расчетное давление трубопровода – 10,0 МПа (изб).

Гидравлический удар или скачок давления - ΔP , который может возникнуть в трубопроводной системе при быстром закрытии или открытии арматуры зависит от времени закрытия арматуры - τ_s (чем меньше время, тем больше скачок давления в трубопроводе), длины участка трубопровода.

Прямой гидравлический удар: $\Delta P_{\text{уд}} = \alpha \cdot \rho \cdot \omega$, возникает при $\tau_s < \frac{2 \cdot L}{\alpha}$

Непрямой гидравлический удар: $\Delta P_{\text{уд}} = \frac{\alpha \cdot \rho \cdot \omega_0}{\frac{\alpha \tau_s}{L} - 1}$, возникает при $\tau_s > \frac{2 \cdot L}{\alpha}$

где ω_0 - первоначальная скорость потока в трубопроводе, м/с

$$\omega_0 = \frac{V_n}{3600 \cdot f_{\text{тр}} \cdot D_{\text{вн}}^2} = \frac{253,8}{3600 \cdot 0,785 \cdot 0,305^2} = 0,97 \text{ м/с},$$

Определяем скорость распространения ударной волны в продукте - α , м/с

α - скорость распространения ударной волны в продукте, м/с

$$\alpha = \frac{1}{\sqrt{\rho \cdot \left(\frac{1}{k} + \frac{D}{s \cdot E} \right)}} = \frac{1}{\sqrt{839,7 \cdot \left(\frac{1}{1,53 \cdot 10^9} + \frac{305}{10 \cdot 206 \cdot 10^9} \right)}} = 1218 \text{ м/с}$$

Проверка условия возникающего гидравлического удара (прямой, не прямой):

$$\frac{2 \cdot L}{\alpha} = \frac{2 \cdot 209}{1218} = 0,34 \text{ сек}$$

По исходным данным τ_s - 142 сек

При $\tau_s > \frac{2 \cdot L}{\alpha}$ - гидравлический удар не прямой.

Сила (давление) гидравлического удара при не прямом гидравлическом ударе:

$$\Delta P_{\text{уд}} = \frac{\alpha \cdot \rho \cdot \omega_0}{\frac{\alpha \tau_s}{L} - 1} = \frac{1218 \cdot 839,7 \cdot 0,97}{\frac{1218 \cdot 142}{209} - 1} = 1194,6 \text{ Па} (0,0012 \text{ МПа(изб)})$$

Рабочее давление на выходе с УПНГ при производительности на 2029 г 1867,1 тыс.т/год, составляет 8,514 МПа(изб).

Суммарное давление в начале трубопровода с учетом гидравлического удара при закрытии электроприводной задвижки ZV-001 в течение 142 секунд, составит $8,514 + 0,0012 = 8,515$ МПа(изб), что не превышает максимально допустимое расчетное давление трубопровода, которое составляет 10,0 МПа(изб).

Рекомендуемое время закрытия ZV-001 не менее 142 сек.

Расчет гидравлического удара при закрытии ZV-002 на напорном нефтепроводе в районе камеры прима СОД

Углеводородная нефтяная смесь от УПНГ Тас-Юряхского месторождения от камеры запуска СОД по ННП протяженностью 140,8 км поступает на камеру приема СОД в районе УПН, с установленной на ней электроприводной задвижкой **ZV-002**, с временем закрытия 204 сек.

Гидравлический удар рассчитан на ситуацию, возникающую при закрытии задвижки на камере приема СОД **ZV-002**.

Исходные данные для проверочного расчета трубопровода на гидравлический удар:

- Длина трубопровода - 140800 м;
- Объем транспортируемой нефти – 253,8 м³/час;
- Внутренний диаметр трубопровода $D_{\text{вн}}=305$ мм;
- Толщина стенки трубопровода $s=10$ мм;
- Модуль упругости нефти $k=1,3 \cdot 10^9$ Па;
- Модуль упругости воды $k=2,2 \cdot 10^9$ Па;
- Модуль упругости углеводородной смеси $k=1,53 \cdot 10^9$ Па;
- Модуль упругости материала трубы, для стали $E=206 \cdot 10^9$ Па;
- Время закрытия электроприводной задвижки $\tau_s=204$ сек;

- Плотность потока (углеводородная нефтяная смесь) $\rho_n = 839,7 \text{ кг/м}^3$;
- Расчетное давление трубопровода – 10,0 МПа (изб).

Гидравлический удар или скачок давления - ΔP , который может возникнуть в трубопроводной системе при быстром закрытии или открытии арматуры зависит от времени закрытия арматуры - τ_s (чем меньше время, тем больше скачок давления в трубопроводе), длины участка трубопровода.

Прямой гидравлический удар: $\Delta P_{уд} = \alpha \cdot \rho \cdot \omega$, возникает при $\tau_s < \frac{2 \cdot L}{\alpha}$

Непрямой гидравлический удар: $\Delta P_{уд} = \frac{\alpha \cdot \rho \cdot \omega_0}{\frac{\alpha \tau_s}{L} - 1}$, возникает при $\tau_s > \frac{2 \cdot L}{\alpha}$

где ω_0 - скорость потока в трубопроводе, м/с

$$\omega_0 = \frac{V_n}{3600 \cdot f_{mp} \cdot D_{вн}^2} = \frac{253,8}{3600 \cdot 0,785 \cdot 0,305^2} = 0,97 \text{ м/с},$$

α - скорость распространения ударной волны в продукте, м/с

$$\alpha = \frac{1}{\sqrt{\rho \cdot \left(\frac{1}{k} + \frac{D}{s \cdot E} \right)}} = \frac{1}{\sqrt{839,7 \cdot \left(\frac{1}{1,53 \cdot 10^9} + \frac{305}{10 \cdot 206 \cdot 10^9} \right)}} = 1218 \text{ м/с}$$

Проверка условия возникающего гидравлического удара (прямой, непрямой):

$$\frac{2 \cdot L}{\alpha} = \frac{2 \cdot 140800}{1218} = 231 \text{ сек}$$

По исходным данным τ_s - 204 сек

при $\tau_s < \frac{2 \cdot L}{\alpha}$ - гидравлический удар прямой

Сила (давление) гидравлического удара при прямом гидравлическом ударе:

$$\Delta P_{уд} = \alpha \cdot \rho \cdot \omega = 1218 \cdot 839,7 \cdot 0,97 = 987589,4 \text{ Па} = 0,988 \text{ МПа (изб)}$$

Рабочее давление на выходе с УПНГ при производительности на 2029 г 1867,1 тыс.т/год, составляет 8,514 МПа(изб).

Суммарное давление в начале трубопровода с учетом гидравлического удара при закрытии электроприводной задвижки на камере приема СОД ZV-002 перед УПН в течении 204 секунд, составит 8,514+0,988=9,502 МПа(изб), что не превышает максимально допустимое расчетное давление трубопровода, которое составляет 10,0 МПа(изб), и не превышает давление испытания трубопровода, которое составляет 11,1 МПа в соответствии с таблицей 21 ГОСТ Р 55990-2014 (п.3, испытание в 1 этап) и согласно ТТР-01.02.04-13 п.4.3.20.

Рекомендуемое время закрытия ZV-002 не менее 204 сек.

1.14 Перечень мероприятий по энергосбережению

Основными мероприятиями по снижению затрат энергоресурсов в процессе эксплуатации трубопроводов является выбор оптимальных диаметров трубопроводов и конструкции теплоизоляции.

Выбор диаметра проектируемого нефтепровода произведен по расходу перекачиваемого продукта и рабочему давлению с учетом гидравлических потерь напора по длине трубопровода.

Для выполнения требований по энергосбережению с применением энергоэффективных технологий, оборудования и материалов на линейных объектах, проектной документацией предусмотрены следующие мероприятия:

- выбор диаметра проектируемого трубопровода, обеспечивающего возможность работы на весь период эксплуатации при оптимальных режимах, позволяющих выполнять строительство объекта с минимальными капитальными вложениями, а эксплуатацию объекта с минимальными энергозатратами;
- прокладка промышленного нефтепровода по кратчайшему расстоянию;
- теплоизоляция надземных трубопроводов для сохранения температурного режима и продления времени безопасной остановки трубопроводов, что обеспечивает экономию энергетических ресурсов;
- применения оборудования с малой потребляемой мощностью (задвижки с электроприводом);
- применение оборудования блочного изготовления и полной заводской готовности (емкость дренажная);
- высокий уровень автоматизации производственного процесса, поэтому не требуется постоянного присутствия обслуживающего персонала;
- в проектируемом объекте отсутствуют здания, сооружения и наружные установки на которых предусмотрена механическая приточно-вытяжная вентиляция и горячее водоснабжение.

1.15 Обоснование количества и типов оборудования, в том числе грузоподъемного, транспортных средств и механизмов, используемых в процессе строительства, реконструкции линейного объекта

В проекте предусмотрена механизация подъемно-транспортных операций при ремонтных работах.

Для технического обслуживания и ремонта технологического оборудования на проектируемых площадках используются передвижные грузоподъемные устройства.

Потребность в основных строительных машинах, механизмах и автотранспорте на период строительства приведена в Томе 5 «Проект организации строительства».

1.16 Сведения о численности и профессионально-квалификационном составе персонала с распределением по группам производственных процессов, число и оснащенность рабочих мест

Оснащение рабочих мест осуществляется с учетом их назначения по квалификации и профессиям, механизации и автоматизации работ. Оснастка рабочих мест обеспечивает:

- удобный доступ к рабочему месту;
- соответствие функциональному назначению;
- соблюдение требований нормативных, правовых актов по охране труда.

Оборудование рабочих мест, условия производственной деятельности, организация безопасной работы оборудования производится в соответствии с требованиями ГОСТ 12.3.002-2014 ССБТ «Процессы производственные. Общие требования безопасности», ГОСТ 12.2.061-81 ССБТ. «Оборудование производственное».

Сведения о расчетной численности и профессионально-квалификационном составе работников с распределением по группам производственных процессов, числу рабочих мест и их оснащенности представлены в томе 8 «Требования к обеспечению безопасной эксплуатации линейного объекта».

1.17 Обоснование принятых в проектной документации автоматизированных систем управления технологическими процессами, автоматических систем по предотвращению нарушения устойчивости и качества работы линейного объекта

Автоматизированные системы управления приняты исходя из обеспечения надежной и безопасной работы проектируемых объектов и с учетом п. 9.2.2 ГОСТ Р 55990-2014.

Подробное описание автоматизированных систем управления технологическими процессами, автоматических систем по предотвращению нарушения устойчивости и качества линейного объекта, используемых в производственном процессе приведено в томе 3.2 «Автоматизированная система управления технологическими процессами».

1.18 Описание и обоснование проектных решений при реализации требований, предусмотренных статьей 8 Федерального закона «О транспортной безопасности»

Несанкционированное вмешательство в технологический процесс может повлиять на снижение производительности, остановку производства, развитие аварии (взрывы, пожары, человеческие жертвы). Кроме того, возможны хищения материальных ценностей и перекачиваемой продукции.

Обеспечение устойчивой и бесперебойной работы объектов топливно-энергетического комплекса Российской Федерации рассматривается Правительством как важная государственная задача по укреплению национальной безопасности страны.

Проектные решения, направленные на предотвращение несанкционированного доступа на объекты физических лиц, транспортных средств и грузов соответствуют требованиям нормативно-правовых документов:

- Федеральный закон от 21.07.97 г. №116-ФЗ «О промышленной безопасности опасных производственных объектов»;
- Приказ Федеральной службы по экологическому, технологическому и атомному надзору. «Об утверждении и введении в действие Общих требований по обеспечению антитеррористической защищенности опасных производственных объектов». №186 от 31.03.08 г.;

Система обеспечения безопасности объектов осуществляется при помощи инженерно - технических средств охраны и организационных мероприятий:

- устройств контроля и автоматики;

- контроля доступа в систему управления технологическим процессом;
- оперативной связи и оповещения;
- проведения систематического визуального осмотра (по графику) объектов с целью контроля состояния линейной части, арматуры и сооружений, а также объектов электроснабжения и КИПиА.

Основным элементом инженерно-технических средств охраны, предназначенным для исключения случаев прохода лиц и проезда транспорта на охраняемый объект, является защитное ограждение.

Ограждение исключает случайный проход людей (животных), въезд транспорта, затрудняет проникновение нарушителей на охраняемую территорию.

Предусмотрено периметральное ограждение проектируемых площадок (КГС, УЗА, СОД), состоящее из основного ограждения, выполненное из унифицированных сварных секций с прутками диаметром 5 мм, размер ячейки сетчатой панели 50x150 мм, высота панелей ограждения от планировочной отметки не менее 2,2 м. Покрытие сварной секции выполнено методом горячего цинкования с последующим нанесением порошковой полимерной краски.

На ограждении с внешней стороны должна быть предусмотрена установка запрещающих знаков.

Проезд и проход внутрь ограждения осуществляются через ворота, которые открываются только во время приезда обслуживающего персонала, строительной техники и ремонтных бригад.

В соответствии с требованиями Федерального закона от 21.07.2011 №256-ФЗ «О безопасности объектов топливно-энергетического комплекса» с учетом степени потенциальной опасности объекта топливно-энергетического комплекса проектируемые объекты не категоризируются.

Допуск лиц на проектируемые объекты и организация въезда автотранспорта осуществляется через существующий контрольно-пропускной пункт (КПП). Существующий КПП оснащен системой контроля и управления доступом (СКУД) и средствами визуального досмотра (СрВД).

1.19 Обоснование технических решений по строительству, реконструкции, капитальному ремонту в сложных инженерно-геологических условиях

Нефтепровод пересекает участки с распространением многолетнемерзлых грунтов (ММГ) и участки сложенные пучинистыми грунтами.

При прокладке трубопровода в сезонно-мерзлых и сезонно-мерзлых обводненных грунтах дно траншеи должно быть выровнено подсыпкой 0,2 м мягким грунтом.

При прокладке трубопровода на участках распространения непросадочных многолетнемерзлых (ММГ), скальных, полускальных гравийно-галечниковых, щебенистых грунтах и грунтах с твердыми включениями более 10%, дно траншеи должно быть выровнено подсыпкой 0,2 м из мягкого, непучинистого, не мерзлого грунта. После укладки трубопровода в проектное положение производится присыпка 0,2 м (с трамбовкой) мягким грунтом.

Валик должен выравниваться и уплотняться. Высота валика должна превышать поверхность строительной полосы не менее чем на 30% от глубины траншеи.

При наличии крупных валунов предусматривается их удаление из траншеи до укладки трубопровода.

На участках с текучими грунтами, обратную засыпку траншеи производить непучинистым, нетекучим грунтом.

Необходимым условием строительства и эксплуатации сооружений в районах распространения многолетнемерзлых пород является соблюдение температурного режима грунтов. При проектировании рекомендуется использовать многолетнемерзлые грунты в качестве основания по I принципу. В этом случае многолетнемерзлые грунты основания используются в мерзлом состоянии, сохраняемом в процессе строительства и в течение всего заданного периода эксплуатации сооружения; подошва фундамента опирается на многолетнемерзлые грунты.

Расчет оснований и фундаментов по устойчивости и прочности на воздействие сил морозного пучения грунтов следует производить как для условий эксплуатации сооружения, так и для условий периода строительства, если до передачи на фундаменты проектных нагрузок возможно промерзание грунтов слоя сезонного оттаивания (промерзания). При необходимости предусмотреть мероприятия по предотвращению выпучивания фундаментов в период строительства.

На территории с многолетнемерзлыми грунтами вертикальную планировку местности следует производить подсыпкой. При использовании многолетнемерзлых грунтов по I принципу подсыпку следует выполнять, как правило, в зимний период после промерзания сезонно-оттаявшего слоя грунта (не менее чем на 0,2 м), после предварительной очистки поверхности грунта от снега.

При использовании грунтов по I принципу и при выполнении вышеперечисленных рекомендаций предполагаемая техногенная нагрузка от строительства данного объекта не повлечет за собой формирование новых форм рельефа и глобального преобразование условий залегания, состава и свойств грунтов, в процессе строительства может претерпеть незначительные изменения лишь техногенный рельеф.

При выборе любого варианта использования грунтов в качестве оснований под инженерные сооружения, необходимо предусмотреть организацию сети геотехнического мониторинга. Заложение сети (термометрические скважины, деформационные марки и метки на опорах фундаментов, эстакад и дорожных плитах) и реперные замеры осуществляются на стадии строительства. В дальнейшем необходимо предусмотреть проведение периодического инструментального контроля (мониторинг) за состоянием геологической среды и инженерных сооружений в период их эксплуатации. Также строительная организация обязана вести мониторинг за состоянием многолетнемерзлых грунтов, особенно на участках контакта ММГ с тальными породами.

Строительство трубопровода на ММГ проводится в холодное время года, в период устойчивых отрицательных температур воздуха.

На участках распространения многолетнемерзлых суглинков в основании трубопровода на ПК13а+20...ПК14а+50, ПК16а+40...ПК24а+20, ПК138+80...ПК148+40 (общей протяженностью 1870 м) для сохранения устойчивости основания необходимо применение теплогидроизоляционного слоя трубопровода на основе пенополиуретана толщиной 50 мм.

Предусмотрена термостабилизация на узле запорной арматуры УЗА-001 (Том 4.4.4).

На участках ММГ протяженность заранее вскрытой траншеи не должна превышать возможность бригады уложить и засыпать сваренную плетть трубы за одну рабочую смену.

Расчистку полосы строительства от леса и кустарника осуществляют с сохранением корневой системы, за исключением зоны расположения траншеи под трубопровод.

Участки трубопровода, прокладываемого по болотам и заболоченным участкам, на текучих грунтах при оттаивании ММГ рассчитаны на устойчивость против всплытия. Балластировка трубопровода осуществляется утяжелителями бетонными охватывающими типа УБО. Балластировка также предусмотрена на участках трассы с низким уровнем грунтовых вод, с целью предотвращения всплытия трубопровода при водонасыщении грунтов в период снеготаяния.

Утяжелители должны поставляться с футеровочным комплектом, включающем двухслойные коврики шириной 500 мм и мягкие силовые пояса. Футеровочный комплект предназначен для защиты изоляции трубопровода при навешивании утяжелителей.

Перечень балластируемых участков указан в таблице 1.15. Шаг расстановки пригрузов указан в таблице 2.11.

Таблица 1.15 – Перечень балластируемых участков

Название участка	Пикеты	Диаметр трубы	Тип пригруза
Участки с ГВВ 1, 10%	ПК6+09-ПК9+05 ПК51+92-ПК52+06 ПК52+36-ПК52+54 ПК69+06-ПК69+56 ПК91+92-ПК92+74 ПК155+17-ПК155+78	DN300	УБО-530
	ПК52+06-ПК52+36	DN700	УБО-720
Водонасыщенный песчаный грунт в период половодья	ПК138+80-ПК139+00	DN300 (50 мм теплоизоляция)	УБО-530
	ПК1+03,31- ПК6+09 ПК9+05-ПК22+24 ПК22+54-ПК23+20 ПК25+80-ПК38+20 ПК43+10-ПК48+20 ПК57+60-ПК62+40 ПК69+56-ПК71+40 ПК73+60-ПК78+60 ПК82+00-ПК85+35 ПК95+00-ПК99+60 ПК123+80-ПК132+46 ПК137+40-ПК138+80 ПК193+00-ПК200+80 ПК207+60-ПК214+20	DN300	УБО-530
	ПК22+24-ПК22+54	DN700	УБО-720

После окончания строительства в пониженных местах предусмотрены водоотводные лотки. Размещение и количество водоотводных лотков уточнить по месту.

2 Материальное исполнение и антикоррозионные покрытия

2.1 Назначение

Данный раздел посвящен выбору материального исполнения, сортамента трубопроводов проекта «Напорный нефтепровод Тас-Юрхского месторождения. Участок 1».

Проектирование трубопроводов выполнено в соответствии с требованиями и рекомендациями нормативно-технических документов, представленных в Приложении А.

2.2 Общие положения

2.2.1 Промысловые трубопроводы

Расчёт толщин стенок и выбор материального исполнения промысловых трубопроводов осуществлён в соответствии с ГОСТ Р 55990-2014 по методике, представленной в данном документе.

2.3 Характеристика района

Согласно Техническому Заданию на проектирование район строительства характеризуется следующими температурами:

- Абсолютная минимальная температура – минус 61 °С;
- Абсолютная максимальная температура – плюс 40 °С;
- Температура наиболее холодной пятидневки с обеспеченностью 0,92 – минус 49 °С.

2.4 Материальное исполнение

2.4.1 Трубы

Согласно рекомендациям НТД выбор материального исполнения трубопроводов (трубы, детали, арматура) выполнялся на основании следующих данных:

- климатических условий района строительства;
- физико-химических свойств рабочих сред;
- сортамента заводов-изготовителей труб;
- рабочих параметров процесса (рабочее давление, рабочая температура);
- требований Компании ПАО «Газпром нефть» ТТТ-01.02.04-01 «Типовые технические требования на изготовление и поставку оборудования. Трубная продукция с внутренней и внешней изоляцией. Книга 2. Типовые технические требования по изготовлению и поставку оборудования для систем трубопроводного транспорта жидкости и газа»;
- требований Компании ПАО «Газпром нефть» ТТТ 01.02.04-02 «Типовые технические требования на изготовление и поставку оборудования. Фасонные изделия, в том числе с внутренней и наружной изоляцией. Книга 2. Типовые технические требования на изготовление и поставку оборудования для систем трубопроводного транспорта жидкости и газа»;
- требований Компании ПАО «Газпром нефть» ТТР 01.02.04-13 «Типовые технические решения при проектировании и строительстве линейной части

трубопроводов при обустройстве месторождений нефти и газа. Книга 2 Типовые технические решения для систем трубопроводного транспорта жидкости и газа»;

- Технического Задания на проектирование.

Основными характеристиками, определяющими коррозионную активность, являются: общая минерализация, кислотность (рН), температура и скорость движения потока, соотношение объема фаз, содержание коррозионно-активных газов (H_2S , CO_2 , O_2). Коррозионная агрессивность нефти и стабильного конденсата от ДНС Тас-Юряхского месторождения согласно РД 39-0147103-362-86 определяется как слабоагрессивная. Для расчета толщина стенок в проекте принята расчетная скорость коррозии 0,1 мм/год.

Учитывая параметры рабочих сред, применение труб из сталей повышенной коррозионной стойкости, наличие системы ингибирования и мониторинга коррозии, расчетная прибавка к толщине стенки на компенсацию коррозионного износа при расчетном сроке службы трубопровода 20 лет принята равной 2 мм.

Расчётная температура определена согласно требованиям нормативно-технических документов:

- за минимальную расчётную температуру стенки труб и деталей трубопроводов, согласно требованиям раздела 11.7 ГОСТ Р 55990-2014 принять среднюю температуру наружного воздуха наиболее холодной пятидневки данного района с обеспеченностью 0,92;
- за максимальную расчётную температуру стенки труб и деталей трубопроводов, согласно требованиям раздела 11.7 ГОСТ Р 55990-2014 принять максимальную температуру транспортируемого продукта.

Исходя из климатических условий района строительства, физико-химических свойств рабочих сред и рекомендаций НТД для проектирования трубопроводов приняты следующие трубы согласно письму №11/1/013952 от 04.12.2024 г. (Приложение Г):

- для трубопроводов DN15, трубы из хладостойкой стали 10Г2 группы В, по ГОСТ 8733-74, ГОСТ 8734-75;
- для трубопроводов DN300 трубы из стали группы 4 класса прочности K56 в соответствии с требованиями ПАО «Газпром нефть» ТТТ 01.02.04-01.
- для трубопроводов обвязки камеры СОД и узлов запорной арматуры DN50...DN150 трубы из стали группы 4 класса прочности K52 в соответствии с требованиями ПАО «Газпром нефть» ТТТ 01.02.04-01;
- для дренажных трубопроводов DN50...DN150 трубы из стали группы 4 класса прочности K48 в соответствии с требованиями ПАО «Газпром нефть» ТТТ 01.02.04-01.

Возможно применение стальных труб по другой технологии изготовления, соответствующих требованиям ГОСТ Р 55990-2014 и ТТТ 01.02.04-01, изготовленных из стали того же класса прочности.

Все трубы должны иметь сертификат качества продукции, в котором должны быть указаны следующие данные:

- номинальные размеры (наружный диаметр, толщина, длина) и фактическая масса труб;
- номер стандарта или технических условий, по которым изготовлены трубы;
- марка или тип стали;
- химический состав;

- результаты механических испытаний (предел прочности, предел текучести, ударная вязкость, относительное удлинение, твёрдость);
- сведения о результатах неразрушающего контроля и/или гидроиспытаниях, проведённых на заводе-изготовителе.

Значение эквивалента углерода $S_{\text{экв}}$ и значение параметра стойкости против растрескивания металла шва при сварке $R_{\text{с.м.}}$, характеризующие свариваемость стали, не должны превышать 0,43% и 0,25% соответственно. Пластическая деформация металла в процессе производства труб должна быть не более 1,2 %. Относительное удлинение при разрыве должно составлять не менее 20%.

В соответствии с требованиями ГОСТ Р 55990-2014, ТТТ 01.02.04-01, ТТР-01.02.04-13 трубы и детали трубопроводов должны иметь гарантированное заводское испытание и обладать гарантированной ударной вязкостью:

- на образцах KCU не менее 39,2 Дж/см² при температуре минус 60°C;
- на образцах KCU не менее 59 Дж/см² при температуре минус 60°C для труб из сталей повышенной коррозионной стойкости группы 4 в соответствии с требованиями ПАО «Газпром нефть» ТТТ 01.02.04-01;
- на образцах KCV не менее 59 Дж/см² при температуре минус 20 °C (подземная прокладка из стали класса прочности K56) и минус 60 °C (для надземных трубопроводов) для труб из сталей повышенной коррозионной стойкости группы 4 в соответствии с требованиями ПАО «Газпром нефть» ТТТ 01.02.04-01.

2.4.2 Детали трубопроводов и фланцы

Соединительные детали трубопроводов (тройники, переходники, отводы, днища, заглушки) и фланцы должны изготавливаться в соответствии с государственными или отраслевыми стандартами, или техническими условиями, утверждёнными в установленном порядке. Требования к материалу соединительных деталей предъявляются такие же, как и к трубам.

Для трубопроводов из сталей повышенной коррозионной стойкости применять соединительные детали трубопроводов из стали повышенной эксплуатационной надежности класса прочности не ниже K52 или K56 соответственно, группы 4 в соответствии с типовыми техническими требованиями ПАО «Газпром нефть» ТТТ-01.02.04-02 «Фасонные изделия, в том числе с внутренней и наружной изоляцией».

Для трубопроводов из хладостойкой низколегированной стали применять соединительные детали трубопроводов из хладостойкой низколегированной стали 09Г2С по ГОСТ 17375-2001, ГОСТ 17376-2001, ГОСТ 17378-2001, ГОСТ 17379-2001 по каталогам заводов-изготовителей, толщина стенки детали принимается равной или ближайшей большей по толщине, указанной в каталоге.

Кромки соединительных деталей должны быть обработаны в заводских условиях для присоединения к привариваемым трубам без переходных колец.

Для соединения трубопроводов с давлением 1,6 МПа с арматурой, приборами КИП и А, оборудованием, аппаратами применить фланцы стальные приварные встык (тип 11, исп. В) по ГОСТ 33259-2015 в соответствии с выбранным материалом трубопроводов.

Для соединения трубопроводов с давлением выше 6,3 МПа с арматурой, приборами КИП и А, оборудованием, аппаратами применить фланцы стальные приварные встык (тип 11, исп. J) по ГОСТ 33259-2015 в соответствии с выбранным материалом трубопроводов.

Для трубопроводов с давлением 1,6 МПа применить прокладки плоские эластичные из паронита марки ПМБ-1 по ГОСТ 15180-86 или спирально-навитые по ГОСТ Р 52376-2005 с ограничительными кольцами в зависимости от типа уплотнительной поверхности фланцев

Для трубопроводов с давлением выше 6,3 МПа применить прокладки овального сечения по ГОСТ 34655-2020.

2.4.3 Крепежные детали

Крепежные детали для фланцевых соединений из низколегированных сталей, нестандартного оборудования (НСО) и металлоконструкций применить из малоуглеродистой и низколегированной стали. Для фланцевых соединений применять шпильки из стали 35Х класса прочности 8.8. Гайки применить из стали 35Х класса прочности 8. Шайбы применить из стали 35. Крепежные детали должны быть с цинковым покрытием толщиной не менее 9 мкм.

2.4.4 Запорная и регулирующая арматура

Материальное исполнение запорной и регулирующей арматуры зависит от марки стали трубопровода, на котором она устанавливается. Материал арматуры должен соответствовать требованиям ГОСТ 33260-2015 ТТТ-01.02-03. Для трубопроводов, изготовленных из углеродистых необходимо применять арматуру из низколегированной хладостойкой стали с гарантированной ударной вязкостью при температуре минус 60 °С на образцах КСV не менее 24,5 Дж/см². Для изготовления литых деталей и изделий рекомендуется сталь 20ГЛ, для изготовления изделий из поковок (штамповок) рекомендуется сталь 09Г2С. Возможно применение аналогичных низколегированных хладостойких сталей.

Сальниковые уплотнения арматуры должны соответствовать условиям эксплуатации в холодном климате. В материале уплотнений не должен присутствовать асбест. Приемлемы различные типы уплотнений, но предпочтительно использовать уплотнения манжетного типа вместо набивочных уплотнений.

Фланцевая арматура заказывается в комплекте с ответными фланцами, прокладками и крепёжными изделиями с цинковым покрытием. Арматура, устанавливаемая на трубопроводе на сварке, должна иметь разделку кромок, выполненную в заводских условиях, а при необходимости укомплектоваться переходными кольцами (патрубками).

2.4.5 Опоры трубопроводов

Для прокладки надземных трубопроводов применяются опоры скольжения по ТТТ-01.07.03-01 версия 2.0 из стали 09Г2С (применять в положениях, не противоречащих действующему законодательству):

- Для трубопроводов DN < 50 – тавровые хомутовые;
- Для трубопроводов DN ≥ 50 – корпусные хомутовые.

2.5 Расчёт толщины стенки стальных трубопроводов

В данном разделе выполнен расчёт толщин стенок и выбор сортамента для трубопроводов.

2.5.1 Исходные данные

Исходные данные для расчёта промысловых трубопроводов на прочность приведены в таблице 2.1.

Таблица 2.1 - Исходные данные для расчета трубопроводов

DN, мм	Категория	Назначение трубопровода	Максимальное рабочее давление, МПа	Температура продукта, °С	Количество коррозионных компонентов, % моль	
					H ₂ S	CO ₂
300	Н	Подземный напорный нефтепровод Тас- Юряхского месторождения	10,0	-4,918...+10,69	—	—
	С					
50	С	Обвязка узлов приема и запуска СОД	10,0	-4,918...+10,69	—	—
150						
300						
80	С	Обвязка узлов запорной арматуры	10,0	-4,918...+10,69	—	—
300						
50	С	Трубопровод пропарки дренажной ёмкости	1,6	-61...+150	—	—
100	С	Воздушник дренажной ёмкости	0,07	+5...+40	—	—
50	С	Трубопровод откачки из дренажной ёмкости	1,6	-61...+10	—	—
100	С	Трубопровод дренажный (от камеры СОД до арматуры)	10,0	-4,918...+10,69	—	—
100	С	Трубопровод дренажный (от арматуры до дренажной ёмкости)	1,6	-61...+10	—	—
150						
15	С	Трубопровод для продувки азотом камеры запуска СОД (от камеры СОД до арматуры)	10,0	-4,918...+10,69	—	—
15	С	Трубопровод для продувки азотом камеры запуска и СОД (от арматуры до БРС)	1,6	-61...+40	—	—

Расчетные нормативные характеристики стали, предлагаемой для изготовления труб, приведены в таблице 2.2.

Таблица 2.2 - Механические характеристики материала труб

Марка стали	Класс прочности	Предел текучести σ_T , МПа	Соппротивление разрыву σ_B , МПа
Группа 4 в соответствии с требованиями ПАО «Газпром нефть» ТТТ-01.02.04-01	K56	392	549
Группа 4 в соответствии с требованиями ПАО «Газпром нефть» ТТТ-01.02.04-01	K52	372	510

Марка стали	Класс прочности	Предел текучести σ_T , МПа	Сопротивление разрыву σ_B , МПа
Группа 2 в соответствии с требованиями ПАО «Газпром нефть» ТТТ-01.02.04-01	K48	338	470
10Г2	K43	245	422

2.5.2 Расчёт толщины стенки промысловых трубопроводов

Расчёт толщины стенки промысловых трубопроводов, транспортирующих продукты, не содержащие сероводорода, производится в соответствии с ГОСТ Р 55990-2014 «Месторождения нефтяные и газонефтяные. Промысловые трубопроводы. Нормы проектирования», разделом 12.2.1.1:

$$t = \max \{t_u; t_y\}$$

$$t_u = \frac{\gamma_{fp} \cdot p \cdot D}{2 \cdot R_u},$$

$$t_y = \frac{\gamma_{fp} \cdot p \cdot D}{2 \cdot R_y}$$

где $\gamma_{fp} = 1,15$ – коэффициент надёжности по нагрузке (таблица 11 ГОСТ Р 55990-2014);

P – рабочее давление;

D – наружный диаметр трубопровода, мм;

R_u – расчётное сопротивление материала труб по прочности, МПа;

R_y – расчётное сопротивление материала труб по текучести, МПа.

Расчетные сопротивления по прочности и текучести определяются по формулам (12.1), (12.2) ГОСТ Р 55990-2014:

$$R_u = \frac{\gamma_d}{\gamma_{mu} \cdot \gamma_n} \cdot \sigma_u;$$

$$R_y = \frac{\gamma_d}{\gamma_{my} \cdot \gamma_n} \cdot \sigma_y,$$

где σ_y – минимальное значение предела текучести материала, МПа;

σ_u – минимальное значение временного сопротивления, МПа;

γ_d – коэффициент условий работы, принимаемый по таблице 13 ГОСТ Р 55990-2014;

γ_{mu} – коэффициент надёжности по материалу труб при расчете по прочности, принимаемый по таблице 12 ГОСТ Р 55990-2014;

$\gamma_{my} = 1,15$ – коэффициент надёжности по материалу труб при расчете по текучести, принимаемый согласно п. 12.1.8 ГОСТ Р 55990-2014;

$\gamma_n = 1,1$ – коэффициент надёжности по ответственности трубопроводов (пункт 12.1.6 ГОСТ Р 55990-2014).

Результаты расчёта и выбора минимальной толщины стенки для промысловых трубопроводов приведены в таблице 2.3.

Таблица 2.3 – Результаты расчёта толщины стенки промысловых трубопроводов

Трубопровод		P , МПа	γ_d ,	Класс прочности	R_y , МПа	R_u , МПа	Толщина стенки, мм			
D , мм	Категория						t_y	t_u	Расчетная с прибавкой на коррозию	Номинальная
18	С	1,6	0,767	K43	148,55	210,18	0,11	0,08	3,00	4
18	С	10,0	0,767	K43	148,55	210,18	0,70	0,49	3,00	4
57	С	1,6	0,767	K48	204,94	234,08	0,26	0,22	3,00	6
57	С	10,0	0,767	K52	225,55	254,01	1,45	1,29	3,45	6
89	С	10,0	0,767	K52	225,55	254,01	2,27	2,01	4,27	6
114	С	0,2	0,767	K48	204,94	234,08	0,06	0,06	3,00	6
114	С	1,6	0,767	K48	204,94	234,08	0,51	0,45	3,00	6
114	С	10,0	0,767	K48	204,94	234,08	3,20	2,80	5,20	6
159	С	1,6	0,767	K48	204,94	234,08	0,71	0,62	3,00	8
159	С	10,0	0,767	K52	225,55	254,01	4,05	3,60	6,05	8
325	Н	10,0	0,921	K56	285,40	328,33	6,55	5,69	8,55	10
325	С	10,0	0,767	K56	237,68	273,43	7,86	6,83	9,86	10

2.5.3 Расчёт срока службы трубопроводов

Отбраковочная толщина стенки должна быть не менее расчетной согласно ГОСТ Р 55990-2014 (согласно п.3.55 толщина стенки учитывает в себе допуск на утонение).

Расчет ресурса эксплуатации выполняется в соответствии с нормами отбраковки трубопроводов для принятой в проекте расчетной скорости коррозии:

$$W = \frac{t_{nom} - t_{отб}}{V_{кор}};$$

где t_{nom} – номинальная проектная толщина стенки трубопроводов, мм;

$t_{отб}$ – отбраковочная толщина стенки трубопроводов, мм;

$V_{кор}$ – расчетная скорость коррозии, принятая равной 0,1 мм/год для нефтепроводов.

Результаты расчета ресурса трубопроводов приведены в таблице 2.4.

Таблица 2.4 – Результаты расчёта ресурса трубопроводов

Наружный диаметр, мм	$\delta_{ном}$, мм	Давление, МПа	Предел текучести, МПа	Временное сопротивление разрыву, МПа	Скорость коррозии, мм/год	$\delta_{отбр}$, мм	W , лет
57	6	1,6	338	470	0,1	3,00	30
57	6	10,0	372	510	0,1	3,00	30
89	6	10,0	338	470	0,1	3,00	30
114	6	0,07	338	470	0,1	3,00	30
114	6	1,6	338	470	0,1	3,00	30

Наружный диаметр, мм	$\delta_{\text{ном}}$, мм	Давление, МПа	Предел текучести, МПа	Временное сопротивление разрыву, МПа	Скорость коррозии, мм/год	$\delta_{\text{отбр}}$, мм	W, лет
114	6	10,0	338	470	0,1	3,20	28
159	8	10,0	338	470	0,1	3,00	50
159	8	10,0	372	510	0,1	4,05	39
325	10	10,0	392	549	0,1	6,55	34
325	10	10,0	392	549	0,1	7,86	21

Согласно результатам, представленным в таблице 2.4, расчетный ресурс трубопровода превосходит расчетный и нормативный срок эксплуатации трубопровода - 20 лет. Фактический остаточный срок службы должен уточняться по результатам внутритрубной диагностики в ходе эксплуатации трубопроводов. Возможно продление срока безопасной эксплуатации, путем проведения ЭПБ и получения положительного заключения экспертизы, зарегистрированного в органах РТН в установленном порядке.

2.5.4 Проверочный расчет на прочность трубопроводов

Расчет на прочность подземного промыслового трубопровода выполняется согласно требованиям раздела 12.3 ГОСТ Р 55990-2014.

Проверка прочности подземных трубопроводов проводится по условиям (12.12) и (12.13) ГОСТ Р 55990-2014

$$\sigma_l \leq f \sigma_y, \text{ если } \sigma_l \geq 0$$

$$\sigma_{eq} \leq f \sigma_y, \text{ если } \sigma_l \geq 0$$

где σ_l – продольное напряжение, МПа;

σ_{eq} – эквивалентное напряжение по теории Мизеса, МПа;

σ_y – нормативный предел текучести материала труб, МПа;

f – расчетный коэффициент для проверки продольных и эквивалентных напряжений, принимаемый по таблице 16 ГОСТ Р 55990-2014 и равный 0,9.

Эквивалентное напряжение по теории Мизеса вычисляется по формуле (12.14) ГОСТ Р 55990-2014

$$\sigma_{eq} = \sqrt{\sigma_h^2 - \sigma_h \sigma_l + \sigma_l^2};$$

σ_h – кольцевое напряжение от внутреннего давления, МПа;

Продольное напряжение (при отсутствии продольных и поперечных деформаций) вычисляется по формуле (12.16) ГОСТ Р 55990-2014

$$\sigma_l = \mu \sigma_h - E \alpha \Delta T \pm \frac{ED}{2R};$$

где μ – коэффициент поперечной деформации;

E – модуль деформации, МПа;

D – наружный диаметр трубы, м;

R – радиус упругого изгиба (принимается равным не менее 1000 DN), м;

α – коэффициент линейного температурного расширения, $^{\circ}\text{C}^{-1}$;

ΔT – температурный перепад (принимается из условия температуры замыкания трубопровода не ниже минус 30°C в соответствии с п. 4.1.16 ТТР-01.02.04-13, $^{\circ}\text{C}$).

В качестве температуры замыкания, для подземных трубопроводов, принимается температура грунта, которым производится засыпка трубопровода. Результаты расчета подземных трубопроводов на прочность указаны в таблице 2.5.

Таблица 2.5 – Результаты расчета подземных трубопроводов по условию прочности

Трубо-провод	P, МПа	σ_y , МПа	ΔT , °C	R, м	σ_h , МПа	σ_l^+ , МПа	σ_l^- , МПа	σ_{eq} , МПа	$f\sigma_y$
325×10	10,0	392	40,69	300	186,9	67,0	-155,1	296,6	352,8

Проверочный расчет согласно представленной выше таблице показал, что условия прочности (12.12) и (12.13) по ГОСТ Р 55990-2014 выполняются при принятом радиусе упругого изгиба для DN300 – 300 метров.

Проверка устойчивости подземных трубопроводов проводится по условию (12.38) ГОСТ Р 55990-2014:

$$S \leq \frac{1}{k_{u.b.}} N_{cr},$$

где S – эквивалентное продольное усилие в сечении трубопровода, МН;
 N_{cr} – критическое продольное усилие, МН;
 $k_{u.b.}$ – коэффициент запаса, принимаемый согласно п.12.5.1 ГОСТ Р 55990-2014 равным 1,1 для участков категории Н, 1,3 для участков категории С, В.

Для прямолинейных участков и участков, выполненных упругим изгибом (при отсутствии компенсации продольных деформаций и дополнительных деформаций) продольное усилие вычисляется по формуле (12.39) ГОСТ Р 55990-2014:

$$S = \alpha E \Delta T A_s + (1 - 2\mu) A_i \gamma_f p;$$

где A_s – площадь поперечного сечения трубы, м²;
 A_i – площадь поперечного сечения трубопровода в свету, м².

Критическое продольное усилие вычисляется по формуле (12.40) ГОСТ Р 55990-2014:

$$N_{cr} = 0,372 q^* \rho_0;$$

где $q^* = w + q_s^*$ – предельное погонное сопротивление, МН/м;
 w – погонный вес трубопровода, МН/м;
 q_s^* – предельная несущая способность грунта при выпучивании трубопровода, МН/м;
 ρ_0 – расчетный радиус кривизны оси трубопровода, м.

Предельная несущая способность грунта, в виду отсутствия достоверных данных по трассе трубопровода, вычисляется из худшего условия согласно п.12.5.6 ГОСТ Р 55990-2014 как для несвязанных слабонесущих грунтов по формуле Ж

$$q_s^* = \gamma H D (1 + k_{H.S.} \frac{H}{D});$$

где γ – расчетный удельный вес засыпки (принимается из условия плотности грунта засыпки не менее 1700 кг/м³), МН/м³;
 H – глубина засыпки от поверхности грунта до верха трубы (принимается равной не менее 1 метра), м;
 D – наружный диаметр трубопровода, м;
 $k_{H.S.}$ – коэффициент учета высоты засыпки для песчаных грунтов, принимается равным 0,1 как для слабонесущих грунтов (по наиболее опасному расчетному случаю), м.

Результаты расчета подземных трубопроводов на прочность указаны в таблице 2.6.

Таблица 2.6 – Результаты расчета подземных трубопроводов по условию устойчивости

Трубопровод	D, мм	w, кг/м	H, м	P, МПа	ΔT , °C	ρ_0 , м	γ , кг/м ³	S, МН	N _{ср} , МН	k _{u,b}	Условие устойчивости
325×10	525	160,0	1,0	10,0	40,69	600	1700	1,326	2,677	1,3	ВЫПОЛНЯЕТСЯ

Проверочный расчет согласно представленной выше таблице показал, что условия прочности (12.12) и (12.13) по ГОСТ Р 55990-2014 и условие устойчивости (12.38) по ГОСТ Р 55990-2014 выполняется при принятом радиусе упругого изгиба для трубопроводов DN300 – 600 метров углов выпуклостью вверх, 300 метров для остальных углов.

При прокладке трубопроводов с меньшим радиусом упругого изгиба в вертикальной плоскости применяются балластирующие пригрузы.

2.5.5 Расчёт прилегания

Расчёт радиуса поворотов в вертикальной плоскости из условия прилегания трубы ко дну траншеи произведён в соответствии с приложением 3 ТТР-01.02.04-13 по методике, описанной в данном разделе.

Расчёт радиуса поворотов в вертикальной плоскости из условия прилегания трубы ко дну траншеи на вогнутом рельефе местности производится по формуле:

$$\rho_{\text{вог}} = \sqrt[3]{\frac{384 \cdot E \cdot I \left(1 - \cos \frac{\alpha_k}{2}\right)}{5 \cdot q_{\text{тр}} \cdot \alpha_k^4}}.$$

На выпуклом рельефе местности данный радиус будет равен:

$$\rho_{\text{вып}} = \sqrt[3]{\frac{8 \cdot E \cdot I}{q_{\text{тр}} \cdot \alpha_k^2}}.$$

где E – модуль упругости (Юнга) материала трубопровода равный 206000 МПа;
I – момент инерции сечения трубопровода, м⁴;
 α_k – угол поворота трубопровода, радиан.;
q_{тр} – погонный вес трубопровода, Н/м.

Результаты расчёта радиуса поворотов в вертикальной плоскости из условия прилегания трубы ко дну траншеи указаны в таблице 2.6.

Таблица 2.7 – Результаты расчёта радиуса поворотов в вертикальной плоскости из условия прилегания трубы ко дну траншеи

Наружный диаметр, мм	$\delta_{\text{ном}}$, мм	I, м ⁴	q _{тр} , Н/м	α_k , рад.	$\rho_{\text{вог}}$, м	$\rho_{\text{вып}}$, м
325	10	1,229×10 ⁻⁴	762,1	0,017	1015,3	955,5
				0,052	488,1	459,3
				0,105	307,5	289,4

Условие прилегания обеспечивается при вогнутых углах в вертикальной плоскости от 6 градусов. При меньших углах требуется дополнительная пригрузка трубопровода или увеличение радиуса изгиба до значений в таблице 2.7.

2.5.6 Выборка типоразмеров труб

Выбор сортамента и материального исполнения стальных трубопроводов представлен в таблице 2.8. Толщина стенки трубопроводов из принята согласно расчету с учётом прибавки на коррозию и номенклатуры заводов-изготовителей.

Таблица 2.8 - Материальное исполнение и сортамент трубопроводов

Наименование участка трубопровода	DN, мм	P, МПа	Температура продукта, °С	Параметры трубопровода		
				Категория	D × s, мм	Тип трубы, материал
Подземный напорный нефтепровод Тас-Юряхского месторождения	300	10,0	-4,918...+10,69	Н	325×10	Трубы электросварные прямошовные из низколегированной хладостойкой и коррозионностойкой стали, группы 4, класса прочности K56, в соответствии с требованиями ПАО «Газпром нефть» ТТТ-01.02.04-01 (ВЕРСИЯ 4.0)
				С		
Обвязка узлов приема и запуска СОД	50	10,0	-4,918...+10,69	С	57×6	Трубы бесшовные горячедеформированные из низколегированной хладостойкой и коррозионностойкой стали, группы 4, класса прочности K52, в соответствии с требованиями ПАО «Газпром нефть» ТТТ-01.02.04-01 (ВЕРСИЯ 4.0)
	150				159×8	Трубы электросварные прямошовные из низколегированной хладостойкой и коррозионностойкой стали, группы 4, класса прочности K52, в соответствии с требованиями ПАО «Газпром нефть» ТТТ-01.02.04-01 (ВЕРСИЯ 4.0)
	300				325×10	Трубы электросварные прямошовные из низколегированной хладостойкой и коррозионностойкой стали, группы 4, класса прочности K56, в соответствии с требованиями ПАО «Газпром нефть» ТТТ-01.02.04-01 (ВЕРСИЯ 4.0)
Обвязка узлов запорной арматуры	80	10,0	-4,918...+10,69	С	89×6	Трубы бесшовные горячедеформированные из низколегированной хладостойкой и коррозионностойкой стали, группы 4, класса прочности K52, в соответствии с требованиями ПАО «Газпром нефть» ТТТ-01.02.04-01 (ВЕРСИЯ 4.0)
	300				325×10	Трубы электросварные прямошовные из низколегированной хладостойкой и коррозионностойкой стали, группы 4, класса прочности K56, в соответствии с требованиями ПАО «Газпром нефть» ТТТ-01.02.04-01 (ВЕРСИЯ 4.0)
Трубопровод пропарки дренажной ёмкости	50	1,6	-61...+150	С	57×6	Трубы бесшовные горячедеформированные из хладостойкой стали, группы 2, класса прочности K48, в соответствии с требованиями ПАО «Газпром нефть» ТТТ-01.02.04-01 (ВЕРСИЯ 4.0)
Воздушник дренажной емкости	100	0,07	+5...+40	С	114×6	Трубы электросварные прямошовные из хладостойкой стали, группы 2, класса прочности K48, в соответствии с требованиями ПАО «Газпром нефть» ТТТ-01.02.04-01 (ВЕРСИЯ 4.0)

Наименование участка трубопровода	DN, мм	P, МПа	Температура продукта, °С	Параметры трубопровода		
				Категория	D × s, мм	Тип трубы, материал
Трубопровод откачки из дренажной емкости	50	1,6	-61...+10	С	57×6	Трубы бесшовные горячедеформированные из низколегированной хладостойкой и коррозионностойкой стали, группы 4, класса прочности K48, в соответствии с требованиями ПАО «Газпром нефть» ТТТ-01.02.04-01 (ВЕРСИЯ 4.0)
Трубопровод дренажный (от камеры СОД до арматуры)	100	10,0	-4,918...+10,69	С	114×6	Трубы электросварные прямошовные из низколегированной хладостойкой и коррозионностойкой стали, группы 4, класса прочности K48, в соответствии с требованиями ПАО «Газпром нефть» ТТТ-01.02.04-01 (ВЕРСИЯ 4.0)
Трубопровод дренажный (от арматуры до дренажной емкости)	100	1,6	-61...+10	С	114×6	Трубы электросварные прямошовные из низколегированной хладостойкой и коррозионностойкой стали, группы 4, класса прочности K48, в соответствии с требованиями ПАО «Газпром нефть» ТТТ-01.02.04-01 (ВЕРСИЯ 4.0)
	150				159×8	
Трубопровод для продувки азотом камеры запуска СОД (от камеры СОД до арматуры)	15	10,0	-4,918...+10,69	С	18×4	Трубы бесшовные холоднодеформированные из стали 10Г2 группы В по ГОСТ 8733-74, ГОСТ 8734-75
Трубопровод для продувки азотом камеры запуска и СОД (от арматуры до БРС)	15	1,6	-61...+40	С	18×4	Трубы бесшовные холоднодеформированные из стали 10Г2 группы В по ГОСТ 8733-74, ГОСТ 8734-75
Примечание – классы прочности трубопроводов определены согласно письму №11/1/013952 от 04.12.2024 г. (Приложение Г)						

2.6 Выбор материального исполнения футляров

Выбор сортамента и материального исполнения труб, используемых в качестве футляров при переходах трубопроводов под дорогами, представлен в таблице 2.9.

Таблица 2.9 – Материальное исполнение и сортамент футляров

Параметры трубопроводов	Параметры футляров	
DN, мм	D × s, мм	Тип трубы, материал/ ГОСТ
300	720×10	Трубы электросварные из хладостойкой стали, группы 1, класса прочности K48, в соответствии с требованиями ПАО «Газпром нефть» ТТТ-01.02.04-01 (ВЕРСИЯ 4.0)

2.7 Расчёт балластировки трубопроводов

На нефтепроводах при переходе через болота, заболоченные участки, обводнённые районы, а также участки текущих при оттаивании ММГ предусматривается установка балластирующих устройств, обеспечивающих устойчивость трубопроводов против всплытия.

Согласно п. 14.3 ГОСТ Р 55990-2014 балластировка трубопроводов должна предусматриваться на переходах через водные преграды, на заболоченных и обводненных

участках. При равномерной балластировке по длине одиночными утяжелителями величина нормативной интенсивности балластировки – вес на воздухе q_{bal}^n (Н/м) определяется согласно п. 12.6 ГОСТ Р 55990-2014 из следующего условия:

$$q_{bal}^n = \frac{1}{n_{bal}} \cdot (k_{nf} \cdot q_w + q_b - q_{pip} - q_{liq}) \cdot \frac{\gamma_{bal}}{\gamma_{bal} - \gamma_w \cdot k_{nf}},$$

где $n_{bal} = 0,9$ для железобетонных пригрузов.

k_{nf} – коэффициент надёжности устойчивости положения против всплытия, принимаемый равным для участков перехода, $k_{nf} = 1,05$ – для участков перехода через болота, поймы, водоёмы при отсутствии течения, обводнённые и заливаемые участки в пределах ГВВ 1% обеспеченности;

q_w – расчётная выталкивающая сила воды, действующая на изолированный трубопровод, Н/м;

q_b – расчётная интенсивность нагрузки от упругого отпора при свободном изгибе трубопровода, Н/м;

q_{pip} – погонная нагрузка от массы трубы, изоляции и футеровки с учётом коэффициента надёжности по нагрузке $n = 0,95$, Н/м;

q_{liq} – погонная нагрузка от дополнительной массы с учётом коэффициента надёжности по нагрузке $n = 0,95$, Н/м. В расчёте нагрузка от веса продукта q_{don} не учитывается, т.к. в период строительства продукт на протяжённых участках трубопровода будет отсутствовать;

– γ_{bal} – плотность материала пригрузов,

– для бетона $\gamma_{bal} = 2300$ кг/м³.

Нагрузка от упругого отпора при свободном изгибе трубопровода $q_{изг}$ определяется по следующим формулам:

$$q_b = \frac{32 \cdot E \cdot I}{9 \cdot \beta^2 \cdot \rho^3} \text{ (для вогнутых кривых);}$$

$$q_b = \frac{8 \cdot E \cdot I}{9 \cdot \beta^2 \cdot \rho^3} \text{ (для выпуклых кривых),}$$

где $E = 206000$ МПа – параметр упругости стали, МПа;

I – момент инерции сечения трубопровода, см⁴;

ρ – минимальный радиус упругого изгиба оси трубопровода, см.

При проектировании радиус упругого изгиба составляет для DN300 – 600 м;
для футляров DN700 – 1000DN (700 м).

β – угол поворота оси трубопровода, рад.

На балластируемых участках трубопроводов секции с упругим изгибом $\beta < 2$ градусов приравниваются к прямолинейному участку. Вставки холодного и горячего гнутья также балластируются как прямолинейные участки.

Следует отметить, что нагрузка от упругого отпора при свободном изгибе трубопровода имеет локальный характер и действует на участках, ограниченных точками сопряжения кривой упругого изгиба с прямолинейными участками трубопровода (пояснения на рисунке 2.1).

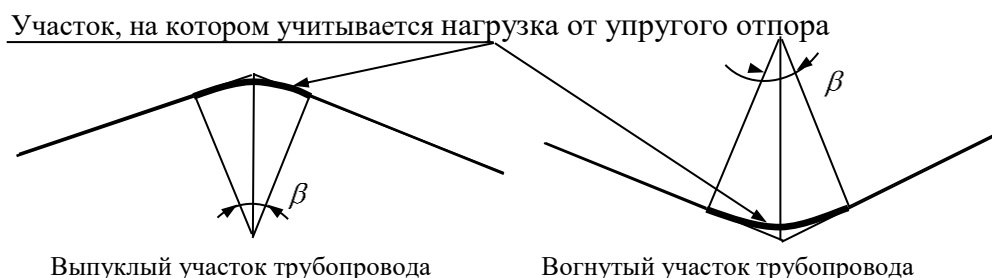


Рисунок 2.1 – Участки трубопровода, учитывающие упругий отпор

Балластировка нефтепровода выполняется с учетом антикоррозионного покрытия трубопроводов.

Принятые в расчёте характеристики утяжелителей представлены в таблице 2.10.

Таблица 2.10 – Характеристики бетонных, железобетонных и грунтовых утяжелителей

Тип пригруза	Материал	Длина, м	Объем пригруза, м³	Внутренний диаметр, м	Масса груза на воздухе, кг
УБО-530 ТУ 102-300-81	Бетон	1,0	-	-	834
УБО-720 ТУ 102-300-81	Бетон	1,5	-	-	3378
2-УТК325-12 ТУ 102-300-81	Бетон	1,2		0,4	560
2-УТК426-12 ТУ 102-300-81	Бетон	1,2		0,5	640
2-УТК720-24 ТУ 102-300-81	Бетон	2,4		0,8	2760

При балластировке отдельными железобетонными утяжелителями, шаг утяжелителя L (между осями утяжелителей) при их равномерной расстановке следует определять по следующей формуле:

$$L = \frac{Q^H}{q_{bal}^n},$$

где Q^H – вес груза на воздухе, Н.

Рассчитанные шаги L приведены в таблице 2.11.

Таблица 2.11 – Шаг расстановки утяжелителей

Трубопровод	ПК (угол)	Тип пригруза	L, м		
			вогнутые кривые	выпуклые кривые	прямые участки
Заболоченные области, пойменные, обводненные и заливаемые участки, текущие при оттаивании ММГ					
325×10 (с теплоизоляцией 50 мм)	—	УБО-530 ТУ 102-300-81	4,1	5,6	6,4
	—	2-УТК426-12 ТУ 102-300-81	3,0	4,0	4,5

Трубопровод	ПК (угол)	Тип пригруза	L, м		
			вогнутые кривые	выпуклые кривые	прямые участки
720×10 (футляр)	-	УБО-720 ТУ 102-300-81	—	—	6,3
		2-УТК720-24 ТУ 102-300-81	—	—	4,9
325×10	-	УБО-530 ТУ 102-300-81	—	—	29,8
		2-УТК325-12 ТУ 102-300-81	—	—	15,4
325×10	ПК21+0 (1°10')	УБО-530 ТУ 102-300-81	—	10,3	—
325×10	ПК22+84,32 (1°01')	УБО-530 ТУ 102-300-81	2,7	—	—
325×10	ПК28+40 (1°01')	УБО-530 ТУ 102-300-81	2,7	—	—
325×10	ПК69+20 (1°04')	УБО-530 ТУ 102-300-81	2,9	—	—
325×10	ПК77+40 (1°20')	УБО-530 ТУ 102-300-81	—	12,2	—
325×10	ПК82+20 (1°12')	УБО-530 ТУ 102-300-81	3,6	—	—
325×10	ПК84+80 (1°08')	УБО-530 ТУ 102-300-81	—	9,9	—
325×10	ПК95+20 (1°12')	УБО-530 ТУ 102-300-81	3,6	—	—
325×10	ПК98+20 (1°29')	УБО-530 ТУ 102-300-81	—	13,8	—
325×10	ПК99+0 (1°30')	УБО-530 ТУ 102-300-81	—	13,9	—
325×10	ПК125+0 (1°08')	УБО-530 ТУ 102-300-81	—	9,9	—
325×10	ПК210+80 (1°10')	УБО-530 ТУ 102-300-81	—	10,3	—
325×10	ПК211+60 (1°05')	УБО-530 ТУ 102-300-81	—	9,4	—
325×10	ПК212+13,9 (1°12')	УБО-530 ТУ 102-300-81	3,6	—	—

Указанные шаги расстановки пригрузов будут уточнены после получения инженерных изысканий и разработки профиля трассы нефтепровода.

2.8 Сварка трубопроводов. Контроль сварных швов

Сборка труб, предварительный подогрев стыков труб перед сваркой, сварочные материалы, сварка стальных труб, контроль сварных соединений, требования к шву и зоне термического влияния должны соответствовать разработанной специализированной организацией и аттестованной в установленном порядке технологии сварки, и требованиям ГОСТ Р 55990-2014 и СП 406.1325800.2018.

Непосредственное соединение в трассовых условиях разнотолщинных труб одного и того же диаметра или труб с деталями трубопроводов или арматурой при разнотолщинности до 1,5 толщины допускается при специальной разделке кромок более толстой трубы. Во всех случаях, когда толщина свариваемых кромок превышает 1,5 толщины стыкуемых труб, соединение следует выполнять с использованием переходного кольца. Длина переходного кольца, должна быть не менее 250 мм.

Типы сварочных швов должны соответствовать:

— для сварки труб – ГОСТ 16037-80 «Соединения сварные стальных трубопроводов. Основные типы, конструктивные элементы и размеры».

– для сварки металлоконструкций – ГОСТ 5264-80 «Ручная дуговая сварка. Соединения сварные. Основные типы, конструктивные элементы и размеры».

Строительство стальных трубопроводов производить согласно технологическим картам с применением следующих видов сварки:

- ручной электродуговой штучными электродами;
- ручной и механизированной аргонодуговой (для корневого слоя шва);
- автоматической под флюсом;
- автоматической и механизированной в защитных газах;
- автоматической и механизированной самозащитной порошковой проволокой с принудительным и свободным формированием корня шва;
- автоматической дугоконтактной.

Выбор конкретного вида сварки, осуществляется подрядчиком в зависимости от условий строительства.

В целях снижения затрат и повышения производительности работ рекомендуется применять автоматические и механизированные виды сварки труб. Ручная дуговая сварка допускается при технической невозможности использования механизированных способов сварки.

Для автоматической и полуавтоматической сварки:

- для автоматической сварки под флюсом применять сварочную проволоку Св-08Г2С по ГОСТ 2246-70 и флюсы по ГОСТ 9087-81;
- для полуавтоматической сварки стыков труб применять самозащитные порошковые проволоки, аттестованные марки которых следует выбирать в соответствии с технологической картой.

Для ручной дуговой сварки применять электроды марки:

- для сварки труб из стали 10Г2, 09Г2С и металлоконструкций – электроды типа Э50А по ГОСТ 9467-75;
- для сварки труб из сталей повышенной коррозионной стойкости применять электроды типа Э-50А по ГОСТ 9467-75, AWS E7015, AWS E7018.

Требования к механическим свойствам сварных соединений:

- ударная вязкость металла шва и зоны термического влияния сварных (ЗТВ) соединений трубопроводов должна составлять не менее 20 Дж/см² на образцах KCV или не менее 30 Дж/см² на образцах KCU при температуре не выше минус 20 °С и не менее 35 Дж/см² на образцах KCV или не менее 50 Дж/см² на образцах KCU при температуре плюс 20 °С;
- твердость металла шва и ЗТВ сварных соединений трубопроводов из стали группы 4 не должна превышать 240 HV₁₀ или 240 HB соответственно.

Контроль сварных соединений трубопроводов выполнить в объеме 100% радиографическим методом. Работы по контролю должны соответствовать требованиям раздела 9 СП 406.1325800.2018. Сварные швы трубопроводов должны быть равнопрочны основному металлу труб.

2.9 Антикоррозионные покрытия

Защита трубопроводов и металлоконструкций от коррозии должна обеспечивать их безаварийную работу на весь период эксплуатации.

Выбор вида и системы защиты от коррозии наружной поверхности трубопроводов осуществляется в зависимости от способа и условий их прокладки, характера и степени коррозионной активности внешней среды, вида и параметров транспортируемых веществ.

Срок службы лакокрасочных покрытий (ЛКП) для защиты от атмосферной коррозии наружной поверхности трубопроводов и арматуры под теплоизоляцией должен составлять не менее 10-15 лет. Срок службы антикоррозионных покрытий наружной поверхности трубопроводов, арматуры без теплоизоляции, а также металлоконструкций должен составлять не менее 15-20 лет в атмосфере с категорией коррозионной активности С3 по ISO 12944-2:1998.

Нанесение антикоррозионного покрытия труб и соединительных деталей трубопроводов выполняется в условиях кустовой площадки после окончания сварочных работ перед монтажом теплоизоляции. Нанесение антикоррозионного покрытия трубопроводной арматуры, емкостного оборудования, трубопроводных элементов блочной поставки выполняется на Заводе-Изготовителе.

Перед началом работ производитель должен проверить все поверхности, предназначенные для нанесения ЛКП и подготовить их согласно требованиям инструкции поставщика красок и Стандарта предприятия на покраску. Степень очистки поверхности не менее Sa2,5 или St3 согласно ГОСТ Р ИСО 8501-1-2014. Качество подготовки металлической поверхности должно быть проконтролировано по степени очистки от окислов, шероховатость поверхности и устранению дефектов (заусенцы, острые кромки, сварочные брызги и т.д.), степени запыленности, содержанию солей и обезжириванию участков.

Работы по подготовке антикоррозионных материалов и их нанесения должны выполняться в соответствии с требованиями инструкции поставщика.

Для защиты от атмосферной коррозии наружной поверхности трубопроводов, арматуры без теплоизоляции и металлоконструкций применить систему на основе полиуретановых покрытий с покрывным слоем стойким к ультрафиолетовому излучению покрытий общей толщиной 200 мкм:

- цинконаполненная полиуретановая грунтовка – один слой толщиной 80 мкм;
- полиуретановое покрытие – один слой толщиной 60 мкм;
- акрил-уретановая эмаль стойкая к ультрафиолетовому излучению – один слой толщиной 60 мкм.

Для защиты от атмосферной коррозии наружной поверхности трубопроводов, арматуры с теплоизоляцией в полевых условиях применить следующую систему покрытий общей толщиной 200 мкм:

- цинконаполненная полиуретановая грунтовка – один слой толщиной 80 мкм;
- полиуретановое покрытие – два слоя толщиной по 60 мкм каждый.

Трубная продукция (трубы и соединительные детали трубопроводов) линейных трубопроводов поставляется с заводским антикоррозионным покрытием основе экструдированного полиэтилена, соединительные детали трубопроводов – с заводским наружным покрытием на основе термоусаживающихся материалов. Защиту от коррозии сварных стыков подземных трубопроводов с заводским наружным покрытием выполнить термоусаживающимися манжетами.

Защиту стальных подземных трубопроводов без теплоизоляции, футляров в трассовых условиях необходимо выполнять покрытием усиленного согласно требованиям п.4.11.11 Таблицы 2 ТТР 01.02.04-13 и ГОСТ Р 51164-98 следующей конструкции:

- Грунтовочный слой: грунтовка битумная или битумно-полимерная;
- Промежуточный слой: лента полимерно-битумная, толщиной не менее 2,0 мм (в два слоя);
- Покрывной слой: обертка защитная полимерная с липким слоем, толщиной не менее 0,6 мм.

Возможно применение других покрытий для защиты от почвенной коррозии в соответствии с рекомендованными конструкциями защитных покрытий усиленного типа согласно ГОСТ Р 51164-98 и ТТТ-01.02.04-01.

Контроль покрытий заводского нанесения для защиты от почвенной коррозии выполнить согласно требований таблицы 17 ТТТ-01.02.04-01 и п.6.2 ГОСТ Р 51164-98 по диэлектрической сплошности (искровым дефектоскопом) и удельному сопротивлению после укладки и засыпки трубопровода методом катодной поляризации п.6.2.10 ГОСТ Р 51164-98.

Контроль покрытий для защиты от почвенной коррозии, наносимых в трассовых условиях, должен выполняться согласно правилам Изготовителя и методическому документу №М-01.07.04.01-03 с учетом требований п.6.2 ГОСТ Р 51164-98 по адгезии в нахлесте, адгезии к стали, прочности при ударе и сплошности.

Защита от внутренней коррозии осуществляется с помощью подачи реагентов. Контроль внутренней коррозии осуществляется с помощью узлов замеров коррозии. Система мониторинга коррозии выполняются согласно указаний методических документов М-01.02.04.02-01 «Методические указания по организации и исполнению программ мониторинга коррозии промысловых трубопроводов».

3 Электрохимическая защита

3.1 Назначение

Данный раздел посвящен рекомендациям по выбору системы электрохимической защиты трубопроводов и оборудования проекта «Напорный нефтепровод Тас-Юряхского месторождения. Участок 1.» Обоснование принятых проектных решений по проектированию системы ЭХЗ трубопроводов выполнено в соответствии с требованиями и рекомендациями нормативно-технических документов, представленных в п.3.2.

3.2 Нормативные ссылки

Проектные технические решения раздела разработаны с учетом следующих положений и требований законодательных актов РФ и основных нормативно-технических документов:

- ГОСТ 9.602-2016 «Единая система защиты от коррозии и старения. Сооружения подземные. Общие требования к защите от коррозии».
- ГОСТ Р 51164-98 «Трубопроводы стальные магистральные. Общие требования к защите от коррозии».
- ГОСТ Р 55990-2014 «Месторождения нефтяные и газонефтяные. Промысловые трубопроводы. Нормы проектирования».

3.3 Термины и определения

В настоящем документе применены следующие термины с соответствующими определениями.

Блуждающие токи - токи в трубопроводе, возникающие вследствие работы посторонних источников тока постоянного или переменного напряжения (электрифицированный транспорт, сварочные агрегаты, устройства электрохимической защиты посторонних сооружений и пр.).

Коррозия – разрушение материала трубопровода под воздействием окружающей среды.

Электрохимическая защита – защита от коррозии, осуществляемая катодной поляризацией сооружения до потенциала определенной величины от внешнего источника тока (катодная защита) или путем соединения с протектором, имеющим более отрицательный потенциал относительно защищаемого сооружения (протекторная защита).

3.4 Сокращения

ЭХЗ – электрохимическая защита.

3.5 Общие данные

Наземные сооружения не подлежат электрохимической защите согласно ГОСТ Р 51164-98 п.3.3

Долговечность, надёжность подземных сооружений и их безопасная эксплуатация непосредственно зависит от правильного выбора и качества применяемых систем противокоррозионной защиты.

3.6 Критерии защиты от коррозии

В рамках выполнения проектной документации по проекту 1513/37(ТЮ-ННП.У1) - Напорный нефтепровод Тас-Юряхского месторождения. Участок 1, по результатам рассмотрения результатов инженерных изысканий сообщаем следующее: по результатам бурения и лабораторных исследований на основании пространственной изменчивости

частных значений показателей физических свойств грунтов, определенных лабораторными методами, с учетом данных о геологическом строении и литологических особенностях и в соответствии с требованиями СП 446.1325800.2019, СП 11-105-97 (часть 1), СП 11-105-97 (часть 4), СП 11-105-97 (часть 6), ГОСТ 9.602-2016. Степень агрессивного воздействия грунта на арматуру железобетонных конструкций СП 28.13330.2017 – слабоагрессивная. Согласно СП 28.13330.2017, таблица Х.5, степень агрессивного воздействия грунтов на металлические конструкции ниже уровня подземных вод – слабоагрессивная, выше уровня подземных вод – слабоагрессивная. Коррозионная агрессивность грунтов по отношению к углеродистой и низколегированной стали низкая.

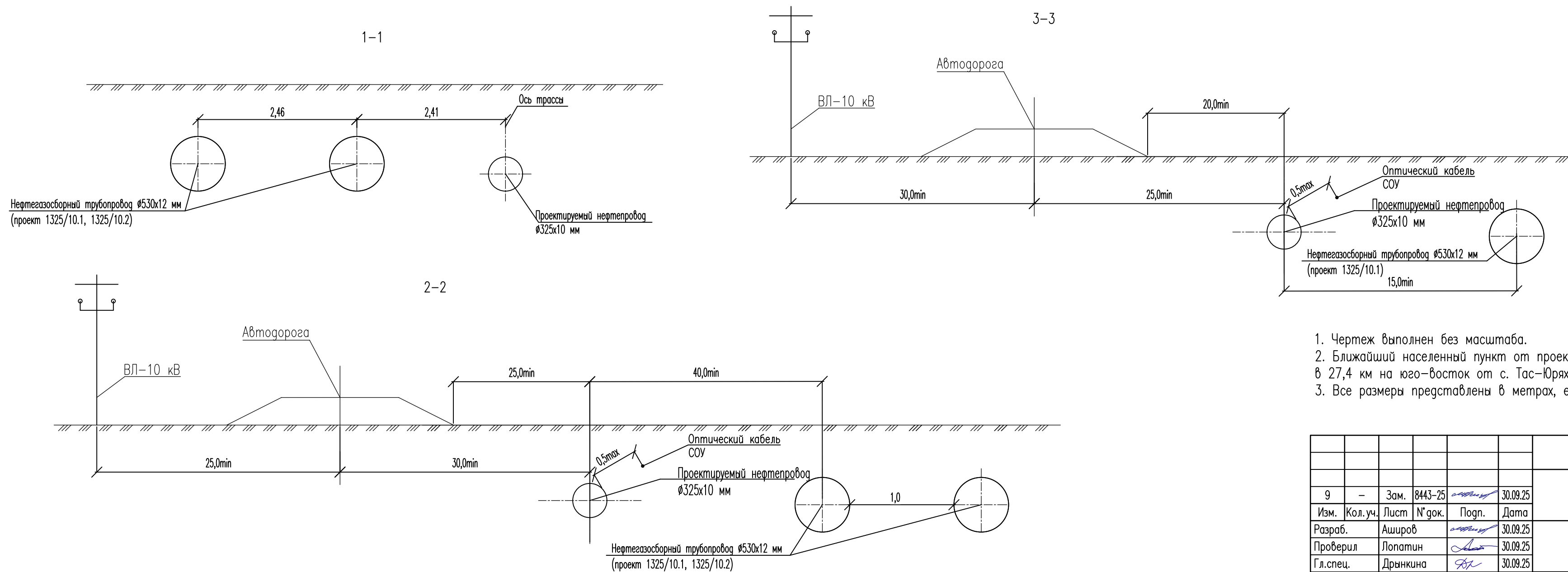
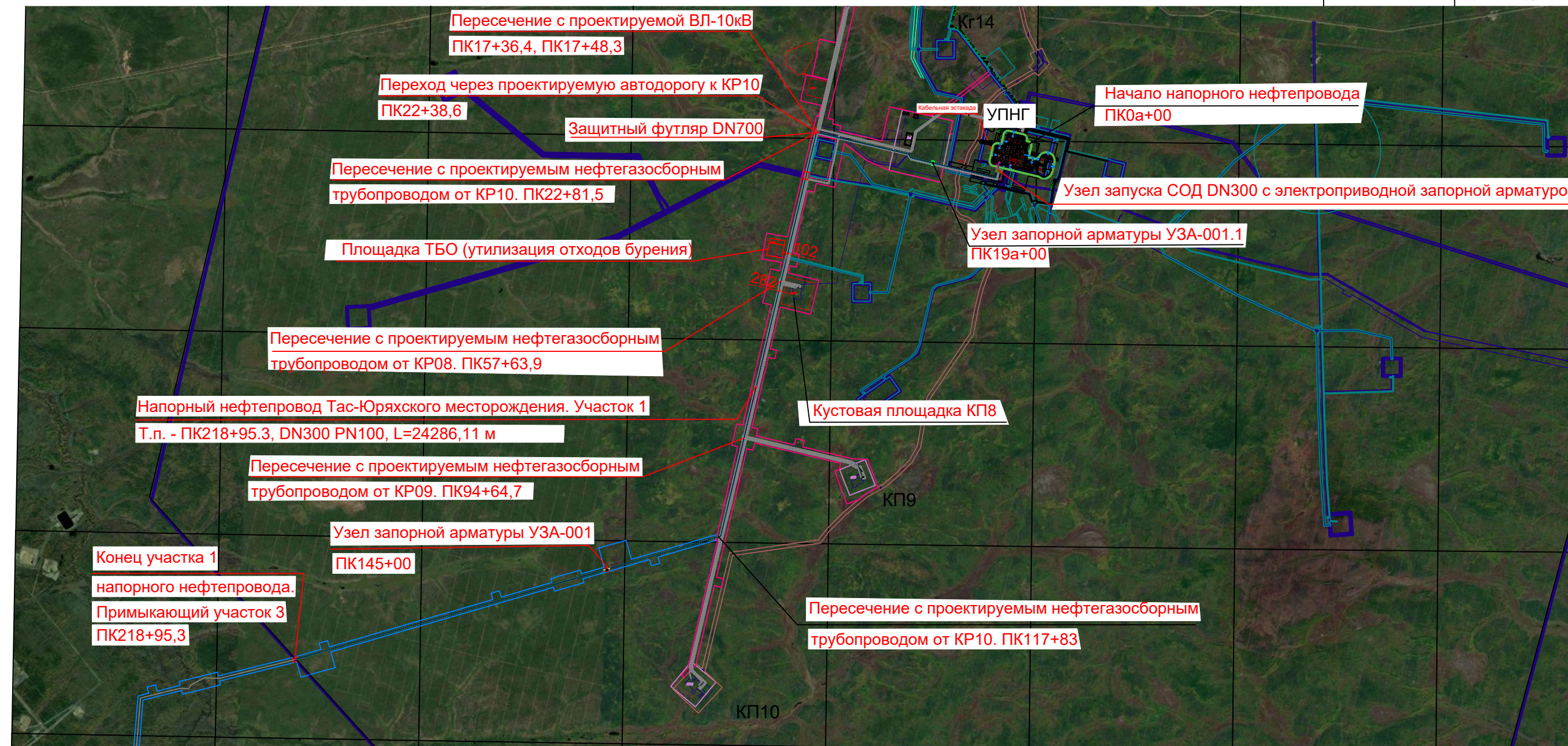
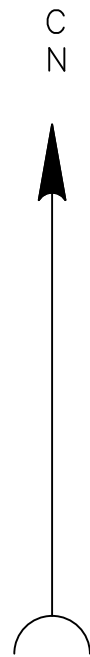
В соответствии с геофизическим исследованием (ТЮ-ННП.У1-ИИ-ИГИ.01.01-ТЧ-001) коррозионной активностью грунтов удельное электрическое сопротивление грунтов изменяется от 53 до 1984 Ом·м.


На участке размещения проектируемых коммуникаций и сооружений блуждающие токи не обнаружены (ТЮ-ННП.У1-ИИ-ИГИ.01.01-ТЧ-001 пункт 13.3.2)

Согласно п.6.6 ГОСТ 9.602-2016 и п.15.2.1 ГОСТ Р55990-2014 учитывая отсутствие блуждающих токов и низкую коррозионную агрессивность грунтов допускается электрохимическую защиту подземных сооружений для данного проекта не применять. Для минимизации агрессивного воздействия грунта, защита подземных трубопроводов и оборудования выполняется с использованием антикоррозионных покрытий.

3.7 Пассивная защита проектируемого трубопровода

Пассивная защита проектируемого трубопровода осуществляется использованием антикоррозионных покрытий. Конструкция и требования к антикоррозионному покрытию соответствуют требованиям раздела 2.



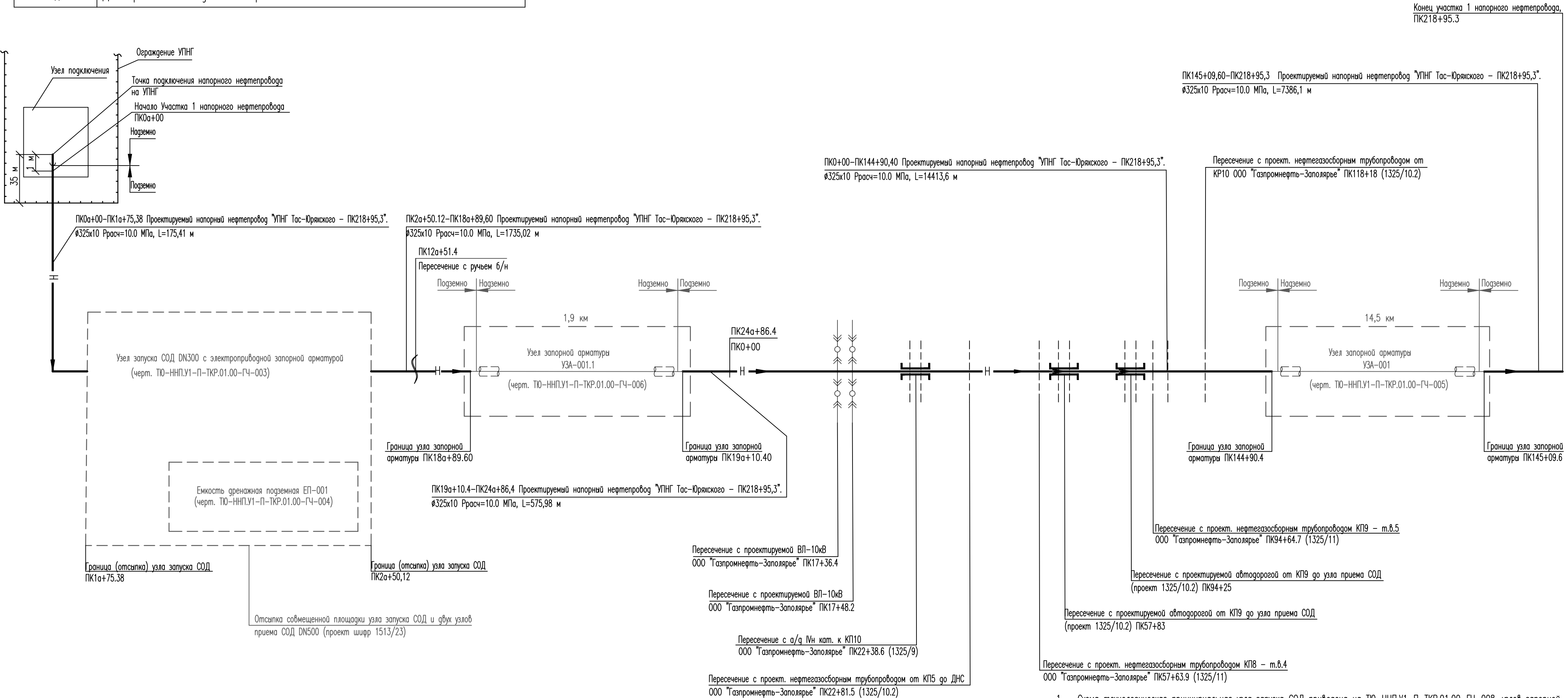
- | | | | | | | | | | | |
|--------------|---------|------------|---------|---------------|----------|---|------------------------------|------|--------|--|
| | | | | | | | ТЮ-ННП.У1-П-ТКР.01.00-ГЧ-001 | | | |
| 9 | - | Зам. | 8443-25 | <i>А.А.А.</i> | 30.09.25 | Напорный нефтепровод Тас-Юряхского месторождения. Участок 1 | | | | |
| Изм. | Кол.уч. | Лист | № док. | Погн. | Дата | | | | | |
| Разраб. | | Аширов | | <i>А.А.А.</i> | 30.09.25 | Стадия | | Лист | Листов | |
| Проверил | | Лопатин | | <i>Л.А.</i> | 30.09.25 | П | | | 1 | |
| Гл.спец. | | Дрынкина | | <i>Д.А.</i> | 30.09.25 | | | | | |
| Рук.направл. | | Ерофеева | | <i>Е.А.</i> | 30.09.25 | Обзорная схема напорного нефтепровода.
Участок 1 | | | | |
| Н.контр. | | Поликашина | | <i>П.А.</i> | 30.09.25 | | | | | |
| ГИП | | Володина | | <i>В.А.</i> | 30.09.25 |  ГИПРОВОСТОКНЕФТЬ | | | | |

[illegible]









УСЛОВНЫЕ ОБОЗНАЧЕНИЯ ОБОРУДОВАНИЯ И АРМАТУРЫ	
Обозначение	Наименование
	Направление потока (нефть)

УСЛОВНЫЕ ОБОЗНАЧЕНИЯ НАЗНАЧЕНИЯ ЛИНИЙ	
Обозначение	Наименование
	Дегазированная обводненная нефть

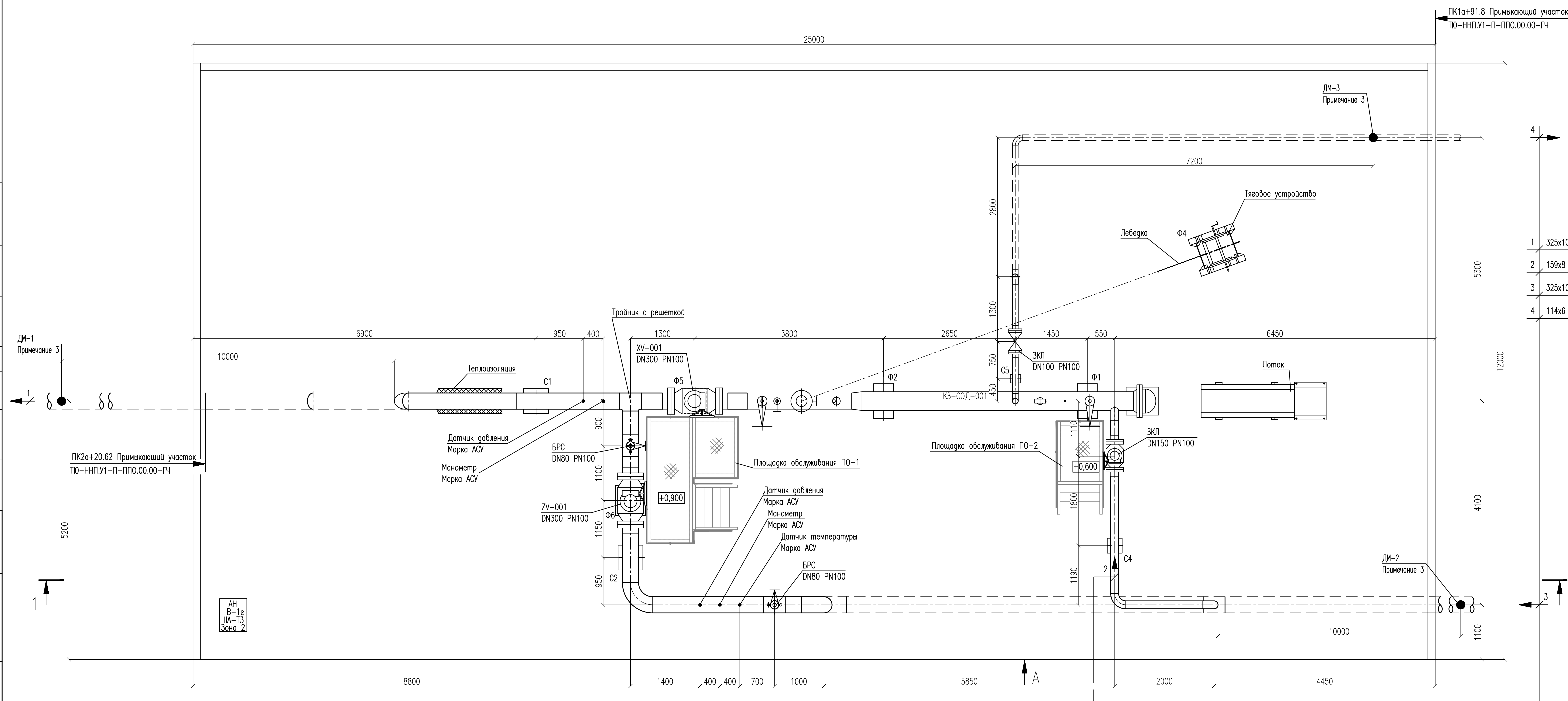
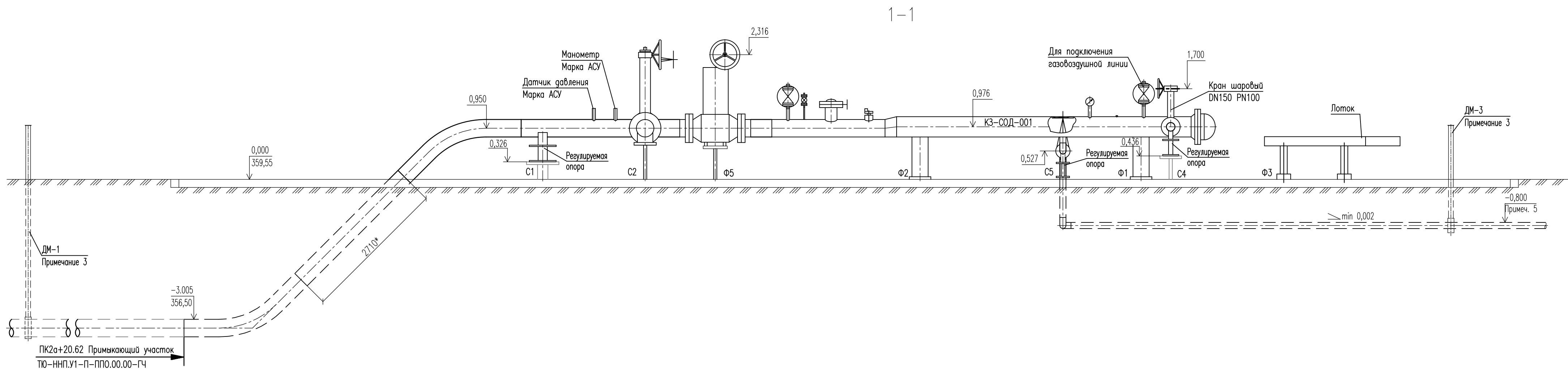
ОБОЗНАЧЕНИЕ ЛИНИЙ ТРУБОПРОВОДОВ	
ГРАФИЧЕСКОЕ ИЗОБРАЖЕНИЕ	НАИМЕНОВАНИЕ
	Трубопровод
	Трубопровод в теплоизоляции (надземные участки)



1. Схема технологическая принципиальная узла запуска СОД приведена на ТЮ–ННП.У1–П–ТКР.01.00–ГЧ–008, узлов запорной арматуры – на листе ТЮ–ННП.У1–П–ТКР.01.00–ГЧ–007.
2. Привязка запорной арматуры УЗА–001.1 и УЗА–001 выполнена по оси запорной арматуры к ПК19а+00 и к ПК145+00.
3. На участках распространения многолетнемерзлых суелников в основании трубопровода на ПК13а+20...ПК14а+50, ПК16а+40...ПК24а+20, ПК138+80...ПК148+40 (общей протяженностью 1870 м) для сохранения устойчивости основания необходимо применение теплогидроизоляционного слоя трубопровода на основе пенополиуретана толщиной 50 мм


						ТЮ–ННП.У1–П–ТКР.01.00–ГЧ–002				
						Напорный нефтепровод Тас–Юряхского месторождения. Участок 1				
9	–	Зам.	8443–25		30.09.25			Стадия	Лист	Листов
Изм.	Колич.	Лист	№ док.	Погн.	Дата					
Разраб.	Аширов			30.09.25	Схема принципиальная технологическая напорного нефтепровода				ГИПРОВОСТОКНЕФТЬ	
Проверил	Лопатин			30.09.25						
Гл. спец.	Дрынкина			30.09.25						
Рук. направл.	Ерофеева			30.09.25						
Н. контр.	Поликашина			30.09.25						
ГИП	Володина			30.09.25						

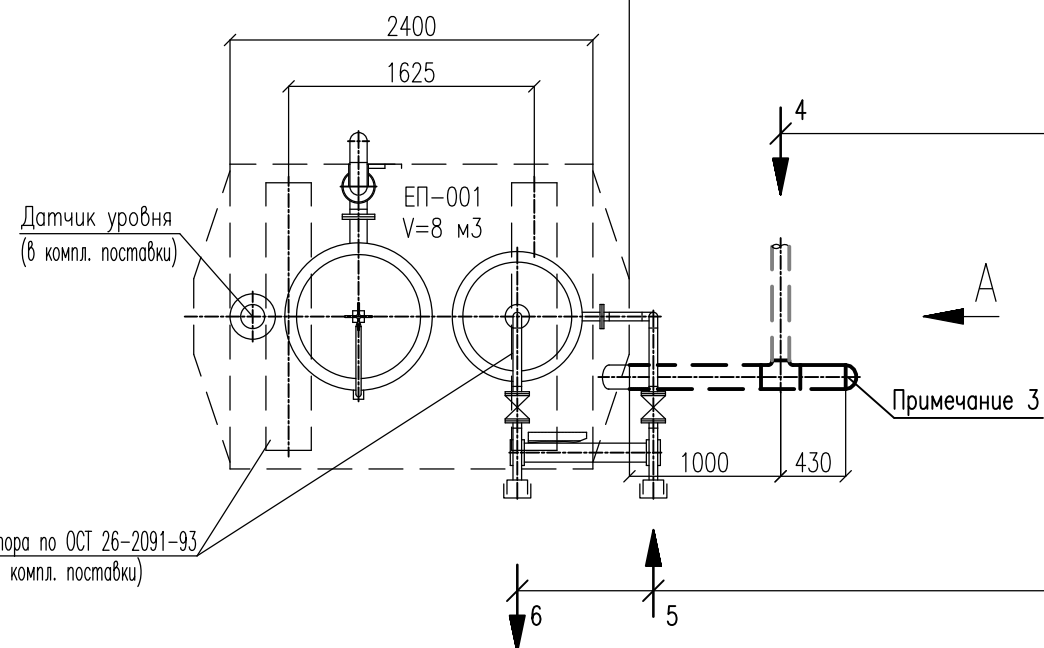
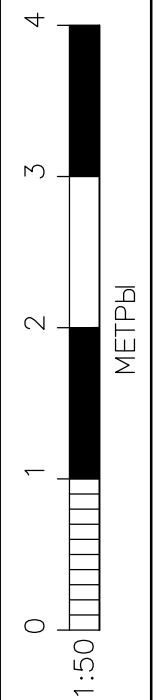





- | | |
|---|---|
| 1 | 325x10 Напорный нефтепровод от УЗ ССД-001 до ПК218+95.3 |
| 2 | 159x8 Нефтепровод в камеру запуска КЗ ССД-001 |
| 3 | 325x10 Напорный нефтепровод от УПНГ Тас-Юряжского до УЗ ССД-001 |
| 4 | 114x6 Трубопровод от УЗ ССД-001 до вренажной емкости ЕП-001 |


1. За отметку 0,000 принята отметка ливнойой по Геланду.
2. Надземные участки трубопроводов и арматура теплоизолируются матами минераловатными по ГОСТ 21880-2022. Защитное покрытие – сталь по слоистостойкости оцинкованная по ГОСТ 14918-2020.
3. Предусмотрен электрообогрев надземных участков трубопроводов и арматура саморегулирующийся греющим кабелем.
4. Опоры под трубопроводы С1, С4, С5 регулируются по высоте. Регулировку опор выполнять на основании данных деформационных марок (ДМ). Деформационные марки располагать на расстоянии 10 метров от границы поземная/надземная части. Величина регулировки относительно величины прокладки соответствующей деформационной марки составляет 20%.
5. Трубопровод от УЗ С01-001 до дренажной емкости ЕП-001 проложить на глубине не менее 0,8 м, от поверхности земли до верхней образующей трубопровода с уклоном не менее 0,002.
6. Задание на проектирование 74-001 и 24-001 имеет опорную поверхность размером 39,7440 м в плане, расстояние от оси здания до низа опорной поверхности 330 мм. Опору устанавливается опорной поверхностью на регулируемые опоры, предусмотренные в марке КМ01.
7. Узел запуска С04 УЗ С01-001 DN300 размещается на одной площадке с узлами приема С0Д, проектируемыми в проектах 1325/10.1, 1325/10.2

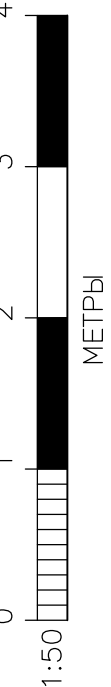
					ТЮ-ННП.У1-П-ТКР.01.00-ГЧ-003		
					Напорный нефтепровод Тас-Юржакского месторождения. Участок 1		
9	—	Зам.	8445-25		30.09.25		
Изм.	Колуч.	Лист	№гос.	Подп.	Дата		
Разработ.	Аширов				30.09.25	Страница	Лист
Проверил	Попатин				30.09.25	П	1
Гл. спец.	Дранкина				30.09.25		
Рук.напр./авт.	Ерофеева				30.09.25	 ГИПРОНАФТНЕФТЬ	
Н.контр.	Полюхашина				30.09.25		
ГИП	Володина				30.09.25		
Узел запуска СОД DN300 с электроприводной запорной арматурой. План. Разрез 1-1. Bug A							




1. За отметку 0,000 принята отметка планировки по Генплану (проекты 1325/10.1, 1325/10.2).
2. Дренажная емкость блочной поставки, заказывается по опросному листу ТЮ-НН.Л.1-ТХ01-ОП-001.
3. Срезать заглушку при подключении дренажного трубопровода DN100 от камер запуска и приема СООД (проект 1325/10.2).
4. * Размер уточнить при монтаже

						ТЮ-ННП.У1-П-ТКР.01.00-ГЧ-004			
9	-	Зам.	8443-25	<i>А.И.Иванов</i>	30.09.25	Напорный нефтепровод Тас-Юряхского месторождения. Участок 1			
Изм.	Кол.уч.	Лист	№ док.	Подп.	Дата				
Разработ.	Аширов	<i>А.И.Иванов</i>			30.09.25	Стадия		Лист	Листов
Проверил	Лопатин	<i>А.И.Иванов</i>			30.09.25				
Гл. спец.	Дрынкина	<i>А.И.Иванов</i>			30.09.25				
Рук.направл.	Ерофеева	<i>Е.И.Ерофеева</i>			30.09.25	Емкость дренажная ЕП-001. План. Вузы		 ГИПРОВОСТОКНЕФТЬ	
Н.контр.	Поликашина	<i>П.И.Поликашина</i>			30.09.25				
ГИП	Володина	<i>В.И.Володина</i>			30.09.25				

				ТЮ-ННП.У1-П-ТКР.01.00-ГЧ-005			
				Напорный нефтепровод Тас-Юрхского месторождения.			
				Участок 1			
10	—	Зам.	8634-26	<i>[Signature]</i>	02.10.25		
Изм.	Колуч.	Лист	Нзк.	Попн.	Дата		
Разработ.	Аширов			<i>[Signature]</i>	02.10.25	Стадия	Лист
Проверил	Лопатин			<i>[Signature]</i>	02.10.25	П	1
Гл. спец.	Дрынкина			<i>[Signature]</i>	02.10.25		
Руководит.	Ерофеева			<i>[Signature]</i>	02.10.25		
Н.контр.	Полюхашина			<i>[Signature]</i>	02.10.25		
ГИП	Володина			<i>[Signature]</i>	02.10.25		
Узел запорной арматуры УЗА-001.							
План. Разрез 1-1. Вузы							
						 ГИПРОСТОЙНЕФТ	



- | | | | | | | | | |
|-----------|------------|---------------|---------|---------------|------------------------------|---|------|--------|
| | | | | | ТЮ-ННП.У1-П-ТКР.01.00-ГЧ-006 | | | |
| 9 | - | Нов. | 8443-25 | <i>Иванов</i> | 30.09.25 | Напорный нефтепровод Тас-Юряжского месторождения.
Участок 1 | | |
| Изм. | Кол.уч. | Лист | Взак. | Подп. | Дата | | | |
| Разработ. | Аширов | <i>Иванов</i> | | | 30.09.25 | Стадия | Лист | Листов |
| Проверил | Лопатин | <i>Иванов</i> | | | 30.09.25 | | | |
| Гл. спец. | Дранкина | <i>Иванов</i> | | | 30.09.25 | | | |
| Рук.напр. | Ерофеева | <i>Иванов</i> | | | 30.09.25 | | | |
| Н.контр. | Положашина | <i>Иванов</i> | | | 30.09.25 | | | |
| ГИП | Володина | <i>Иванов</i> | | | 30.09.25 | Узел запорной арматуры УЗА-001.1.
План. Разрез 1-1 | | |
| | | | | | |  ГИПРОСТОКНЕФТЬ | | |

УСЛОВНЫЕ ОБОЗНАЧЕНИЯ ОБОРУДОВАНИЯ И АРМАТУРЫ

Обозначение	Наименование
Г	Быстроразъемное соединение
II	Задвижка клиновья фланцевая с ручным управлением
►	Направление потока (нефть)
PG	Манометр
III	Тройник с решеткой
IIII	Трубопровод в теплоизоляции

ПЕРЕЧЕНЬ ОБОРУДОВАНИЯ

Обозначение	Наименование	Кол.	Характеристика	Примечание
УЗА-001 УЗА-001.1	Узел запорной арматуры	2	DN300 PN100	

УСЛОВНЫЕ ОБОЗНАЧЕНИЯ НАЗНАЧЕНИЯ ЛИНИЙ

Обозначение	Наименование
— Н —	Нефть

Подземно | Надземно

Надземно | Подземно

От сооружений УПНГ
Тас-Юряхского месторождения

На сооружения УПН
Тас-Юряхского месторождения

14,5 км

Ограждение УЗА-001

DN300 PN100
Узел запорной арматуры
УЗА-001

Граница УЗА-001
ПК144+90.40

Граница УЗА-001
ПК145+09.60

Проектируемый напорный нефтепровод "УПНГ Тас-Юряхского – ПК218+95,3"
(ПК0+00 – ПК218+95,3)

Проектируемый напорный нефтепровод "УПНГ Тас-Юряхского – ПК218+95,3"
(ПК0+00 – ПК218+95,3)

Подземно | Надземно

Надземно | Подземно

От сооружений УПНГ
Тас-Юряхского месторождения

На сооружения УПН
Тас-Юряхского месторождения

1,9 км

Ограждение УЗА-001.1

DN300 PN100
Узел запорной арматуры
УЗА-001.1

Граница УЗА-001
ПК18а+89.60

Граница УЗА-001
ПК19а+10.40

Проектируемый напорный нефтепровод "УПНГ Тас-Юряхского – ПК218+95,3"
(ПК0а+00 – ПК24а+86,41)

Проектируемый напорный нефтепровод "УПНГ Тас-Юряхского – ПК218+95,3"
(ПК0а+00 – ПК24а+86,41)

1. На участках распространения многолетнемерзлых суелинков в основании трубопровода на ПК16а+40 – ПК24а+20 протяженностью 780 м и на ПК138+80 – ПК148+40 протяженностью 960 м для сохранения устойчивости основания применяется теплогидроизоляционный слой трубопровода на основе пенополиуретана, толщиной 50 мм.

Инф. N подл.

Погр. и дата

Взам. инв. N

Согласовано

ТЮ-ННП.У1-П-ТКР.01.00-ГЧ-007

Напорный нефтепровод Тас-Юряхского месторождения. Участок 1

9 - 8443-25 30.09.25

Изм. Кол.уч. Лист N'ок. Подп. Дата

Разраб. Аширов 30.09.25

Проверил Лопатин 30.09.25

Гл. спец. Дрынкина 30.09.25

Рук.направл. Ерофеева 30.09.25

Н.контр. Полякашина 30.09.25

ГИП Володина 30.09.25

Схема принципиальная технологическая узлов запорной арматуры

















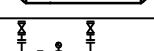
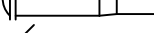
СТАГИЯ Лист Листов

П 1

ГИПРОВОСТОКНЕФТЬ

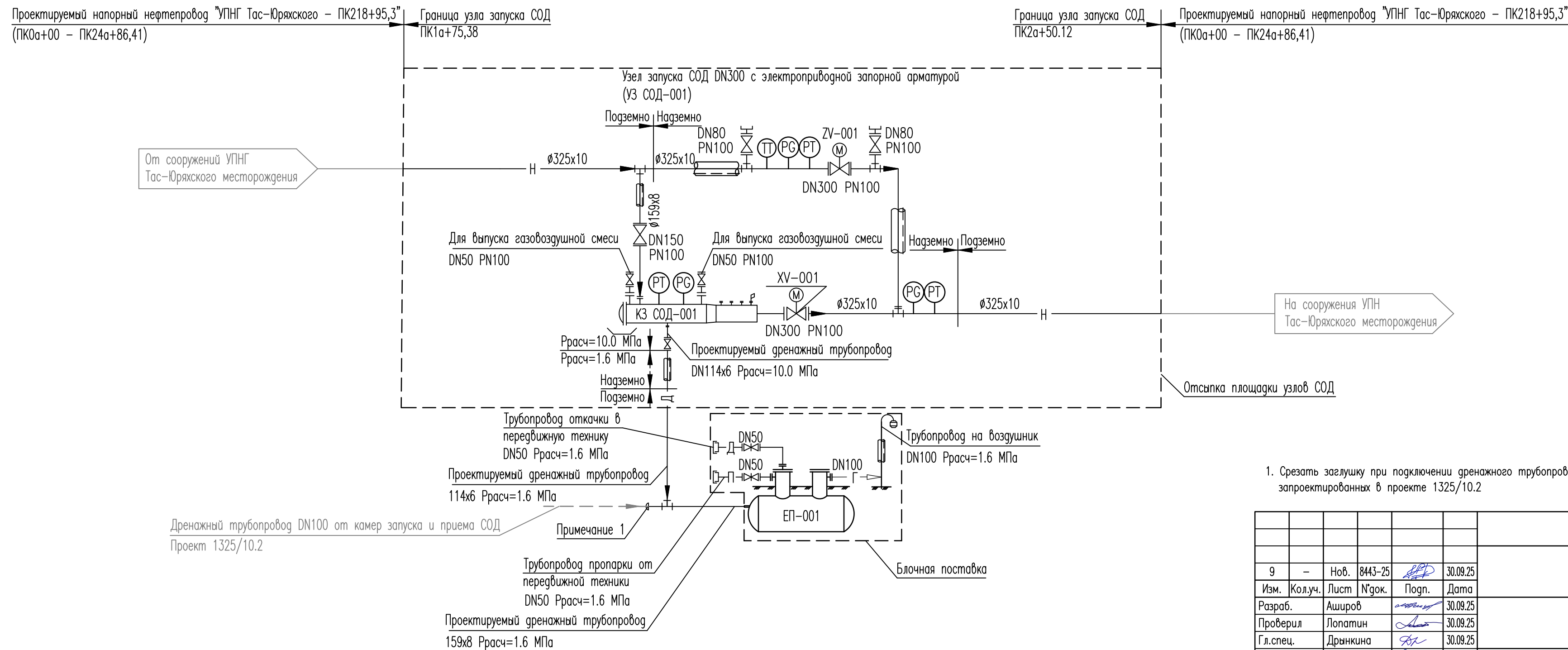
Формат А2

Файл ТЮ-ННП.У1-П-ТКР.01.00-ГЧ-007_9.dwg


УСЛОВНЫЕ ОБОЗНАЧЕНИЯ ОБОРУДОВАНИЯ И АРМАТУРЫ	
Обозначение	Наименование
	Быстроразъемное соединение
	Датчик прохождения СОД (механический)
	Задвижка клиновья фланцевая с электроприводом
	Задвижка клиновья фланцевая с ручным управлением
	Направление потока (нефть)
	Направление потока (газовоздушная смесь)
	Манометр
	Датчик давления
	Датчик температуры
	Воздушник
	Совмещенный механический дыхательный клапан с огнепреградителем
	Тройник с решеткой
	Тройник
	Днище (заглушка)
	Трубопровод в теплоизоляции
	Трубопровод в теплоизоляции и с обогревом
	Емкость дренажная подземная
	Камера запуска СОД

ПЕРЕЧЕНЬ ОБОРУДОВАНИЯ				
Обозначение	Наименование	Кол.	Характеристика	Примечание
ЕП-001	Емкость гребенная подземная	1	V=8,0 м3; Pрасч=0,07 МПа	
КЗ СОД-001	Камера запуска СОД	1	DN300 PN100	

УСЛОВНЫЕ ОБОЗНАЧЕНИЯ НАЗНАЧЕНИЯ ЛИНИЙ	
Обозначение	Наименование
— Н —	Нефть
— Д —	Дренаж
— П —	Пар
— Г —	Газовоздушная смесь



1. Срезать заглушку при подключении дренажного трубопровода DN100 от камер запуска и приема СОД, запроектированных в проекте 1325/10.2

						ТЮ-ННП.У1-П-ТКР.01.00-ГЧ-008			
9	-	Нов.	8443-25	<i>БПД</i>	30.09.25	Напорный нефтепровод Тас-Юряжского месторождения. Участок 1			
Изм.	Кол.уч.	Лист	№ док.	Погн.	Дата				
Разраб.		Аширов		<i>Аширов</i>	30.09.25	Стадия	Лист	Листов	
Проверил		Лопатин		<i>Лопатин</i>	30.09.25	П		1	
Гл. спец.		Дрынкина		<i>Дрынкина</i>	30.09.25				
Рук.направл.		Ерофеева		<i>Ерофеева</i>	30.09.25	Схема принципиальная технологическая узла запуска СОД			
Н. контр.		Поликашина		<i>Поликашина</i>	30.09.25				
ГИП		Володина		<i>Володина</i>	30.09.25	 ТИПРОВОСТОКНЕФТЬ			

[illegible]

Согласовано	Н.контр	Ерофеева	02.10.25

Разрешение		Обозначение	ТЮ-ННП.У1-П-ТКР.01.00		
8634-25		Наименование объекта строительства	Напорный нефтепровод Тас-Юряхского месторождения. Участок 1		
Изм.	Лист	Содержание изменения		Код	Примечание
10	ГЧ-005	Заменен. Уточнен размер ограждения УЗА-001. Изменена отметка планировки		3	Основание – унификация размеров ограждений УЗА
Изм.внес		Аширов	02.10.25	<div> <div>АО «Гипровостокнефть»</div> <div>Технологический отдел по сбору и транспорту нефти и газа (ТОСиТНиГ)</div> </div>	Лист
Составил		Аширов	02.10.25		Листов
Утв.		Ерофеева	02.10.25		1

Приложение А

Перечень законодательных актов РФ и нормативных документов

Технологические решения

- 1 ГОСТ Р 55990-2014 Месторождения нефтяные и газонефтяные. Промысловые трубопроводы. Нормы проектирования.
- 2 ВСН 013-88 Строительство магистральных и промысловых трубопроводов в условиях вечной мерзлоты.
- 3 ГОСТ 10704-91 Трубы стальные электросварные прямошовные. Сортамент.
- 4 ГОСТ 12.2.061-81 Система стандартов безопасности труда. Оборудование производственное. Общие требования безопасности к рабочим местам.
- 5 ГОСТ 12.2.064-81 Система стандартов безопасности труда. Органы управления производственным оборудованием. Общие требования безопасности.
- 6 ГОСТ 12.3.002-2014 Система стандартов безопасности труда. Процессы производственные. Общие требования безопасности.
- 7 ГОСТ 12.4.040-78 Система стандартов безопасности труда. Органы управления производственным оборудованием. Обозначения.
- 8 ГОСТ 33259-2015 Фланцы арматуры, соединительных частей и трубопроводов на номинальное давление до PN250. Конструкция, размеры и общие технические требования.
- 9 ГОСТ 14918-2020 Прокат листовой горячеоцинкованный. Технические условия.
- 10 ГОСТ 16037-80 Соединения сварные стальных трубопроводов. Основные типы, конструктивные элементы и размеры.
- 11 ГОСТ 17375-2001 Детали трубопроводов бесшовные приварные из углеродистой и низколегированной стали. Отводы крутоизогнутые типа 3D ($R=1,5 DN$). Конструкция.
- 12 ГОСТ 17376-2001 Детали трубопроводов бесшовные приварные из углеродистой и низколегированной стали. Тройники. Конструкция.
- 13 ГОСТ 17378-2001 Детали трубопроводов бесшовные приварные из углеродистой и низколегированной стали. Переходы. Конструкция.
- 14 ГОСТ 17379-2001 Детали трубопроводов бесшовные приварные из углеродистой и низколегированной стали. Заглушки эллиптические. Конструкция.
- 15 ГОСТ 19904-90 Прокат листовой холоднокатаный. Сортамент.
- 16 ГОСТ 23208-2022 Цилиндры и полуцилиндры теплоизоляционные из минеральной ваты на синтетическом связующем. Технические условия.
- 17 ГОСТ 30732-2020 Трубы и фасонные изделия стальные с тепловой изоляцией из пенополиуретана с защитной оболочкой. Технические условия.
- 18 ГОСТ 31610.20-1-2020 (ISO/IEC 80079-20-1:2017) Взрывоопасные среды. Часть 20-1. Характеристики веществ для классификации газа и пара. Методы испытаний и данные.
- 19 ГОСТ 32388-2013 Трубопроводы технологические. Нормы и методы расчета на прочность, вибрацию и сейсмические воздействия.
- 20 ГОСТ 4640-2011 Вата минеральная. Технические условия.
- 21 ГОСТ 5264-80 Ручная дуговая сварка. Соединения сварные. Основные типы, конструктивные элементы и размеры.
- 22 ГОСТ 8733-74 Трубы стальные бесшовные холоднодеформированные и теплодеформированные. Технические требования.
- 23 ГОСТ 8734-75 Трубы стальные бесшовные холоднодеформированные. Сортамент.
- 24 ГОСТ 9467-75 Электроды покрытые металлические для ручной дуговой сварки конструкционных и теплоустойчивых сталей. Типы.
- 25 ГОСТ 9544-2015 Арматура трубопроводная. Нормы герметичности затворов.
- 26 ГОСТ Р 51164-98 Трубопроводы стальные магистральные. Общие требования к защите от коррозии.

27 ГОСТ Р 52376-2005 Прокладки спирально-навитые термостойкие. Типы. Основные размеры.

28 ГОСТ 34655-2020 Арматура трубопроводная. Прокладки овального, восьмиугольного сечения, линзовые стальные для фланцев арматуры. Конструкция, размеры и общие технические требования.

29 ОСТ 36-146-88 Опоры стальных технологических трубопроводов на Ру до 10 МПа. Технические условия.

30 Правила устройства электроустановок. Издание 7.

31 РД 39-0147103-362-86 Руководство по применению антикоррозионных мероприятий при составлении проектов обустройства и реконструкции объектов нефтяных месторождений.

32 РД 39.142-00 Методика расчета выбросов вредных веществ от неорганизованных источников нефтегазового оборудования.

33 РМ 62-91-90 Методика расчета вредных выбросов в атмосферу из нефтехимического оборудования.

34 СП 12.13130.2009 Определение категорий помещений, зданий и наружных установок по взрывопожарной и пожарной опасности.

35 СП 2.2.3670-20 "Санитарно-эпидемиологические требования к условиям труда".

36 СП 45.13330.2017 Свод правил. Земляные сооружения, основания и фундаменты.

37 СП 406.1325800.2018 Трубопроводы магистральные и промышленные стальные для нефти и газа. Монтажные работы. Сварка и контроль ее выполнения.

38 СП 406.1325800.2018 Трубопроводы магистральные и промышленные стальные для нефти и газа. Монтажные работы. Сварка и контроль ее выполнения.

39 СП 284.1325800.2016 Трубопроводы промышленные для нефти и газа. Правила проектирования и производства работ.

40 СП 410.1325800.2018 Трубопроводы магистральные и промышленные для нефти и газа. Строительство в условиях вечной мерзлоты и контроль выполнения работ.

41 ТТР-01.02.04.01-01 «Проектирование и строительство напорных нефтепроводов» (ПАО «Газпром нефть»).

42 ТТТ 01.02.04-01 «Типовые технические требования на трубную продукцию, в том числе с внутренней и внешней изоляцией» (ПАО «Газпром нефть»).

43 ТТР-01.02.04-09 «Типовые технические решения по применению камер запуска и приема СОД на трубопроводах» (ПАО «Газпром нефть»).

44 ТТР-01.02-03 «Типовые технические решения по применению запорной и регулирующей арматуры на трубопроводах» (ПАО «Газпром нефть»).

45 ТТР-01.07.03-05 «Типовые технические решения на применение опор на трубопроводах» (ПАО «Газпром нефть»).

46 ТТТ-01.07.03-01 «Типовые технические требования на изготовление и поставку оборудования. Опоры трубопроводов» (ПАО «Газпром нефть»).

47 ТТР-01.02.04-13 «Типовые технические решения при проектировании и строительстве линейной части трубопроводов при обустройстве месторождений нефти и газа. Книга 2 Типовые технические решения для систем трубопроводного транспорта жидкости и газа».

48 Федеральный закон от 21 июля 1997 г № 116-ФЗ. «О промышленной безопасности опасных производственных объектов».

49 Федеральные нормы и правила в области промышленной безопасности «Правила промышленной безопасности опасных производственных объектов, на которых используется оборудование, работающее под избыточным давлением».

50 Федеральные нормы и правила в области промышленной безопасности «Правила безопасности в нефтяной и газовой промышленности», приказ от 15 декабря 2020 года № 534.

Материальное исполнение арматуры и трубопроводов

51 Требования Компании ПАО «Газпром нефть» ТТР-01.02-01 «Типовые технические решения при проектировании, строительстве технологических трубопроводов».

52 ПБ 03-584-03 «Правила проектирования, изготовления и приёмки сосудов и аппаратов стальных сварных», утверждены постановлением Госгортехнадзора России от 10.06.03 №81.

53 ГОСТ 19281-2014 «Прокат повышенной прочности. Общие условия», принят межгосударственным советом по стандартизации, метрологии и сертификации (протокол от 28.03.2014 №65-П).

54 ГОСТ 32569-2013 «Трубопроводы технологические стальные. Требования к устройству и эксплуатации на взрывоопасных и химически опасных производствах», принят межгосударственным советом по стандартизации, метрологии и сертификации (протокол от 14.11.2013 №44).

55 РД 39-0147103-362-86 «Руководство по применению антикоррозионных мероприятий при составлении проектов обустройства и реконструкции объектов нефтяных месторождений», утверждён 14.11.1986 г.

56 ГОСТ 33260-2015 «Арматура трубопроводная. Металлы, применяемые в арматуростроении. Основные требования к выбору материалов», принят Межгосударственным советом по стандартизации, метрологии и сертификации (протокол от 27.03.2015 №76-П).

57 ГОСТ 8731-74 Трубы стальные бесшовные горячедеформированные. Технические требования. Введено в действие 01.01.1976г.

58 ГОСТ 8732-78 Трубы стальные бесшовные горячедеформированные. Сортамент. Введено в действие 01.01.1979г.

59 ГОСТ 8733-74 «Трубы стальные бесшовные холоднодеформированные и теплодеформированные. Технические требования», введен в действие 01.01.1976г.

60 ГОСТ 8734-75 «Трубы стальных бесшовные холоднодеформированные. Сортамент», введен в действие 01.01.1977 г.

Приложение Б**Ведомость оборудования, изделий и материалов. Сбор и транспорт нефти и газа**

Наименование и техническая характеристика	Тип, марка, ГОСТ, ТУ	Завод изготовитель	Ед. изм.	Количество
Напорный нефтепровод Тас-Юряхского месторождения. Участок 1				
1. Трубы 325х10 электросварные прямошовные из низколегированной хладостойкой и коррозионностойкой стали, группы 4, класса прочности К56, в соответствии с требованиями ПАО «Газпром нефть», с заводским антикоррозионным покрытием основе экструдированного полиэтилена			м	21186,3
2. Утяжелитель бетонный охватывающий для трубопровода наружным диаметром 530 мм из бетона класса по прочности В 12,5 со средней плотностью бетона не менее 2,3 т/м			компл	849
Узел запуска СОД DN300 с электроприводной арматурой				
3. Камера запуска DN300, 10,0 МПа, рабочая среда жидкость (нефть), не сейсмическое исполнение, левое расположение патрубков относительно хода среды, затвор байонетный, наружное антикоррозионное покрытие, не коррозионностойкое исполнение; УХЛ1, присоединяемые трубопроводы; выход продукта 325х12 мм Г4К52, отвод продукта 159х8 мм Г4К52, дренаж 114х6 мм Г4К52, УХЛ1			компл	1
4. Задвижка клиновая, уровень требований УТ2, 300мм, ЛС, 10,0 МПа, рабочая среда – жидкость (нефть), тип уплотнения металл-метал, класс герметичности А, присоединение к трубопроводу на фланцах, размер трубопровода 325х12мм, группа стали Г4, класс прочности трубопровода К52, несейсмостойкое исполнение, климатическое исполнение УХЛ1, с электроприводом	1513/37-П-ТХ01-ОЛ-003 (электропривод)		компл	2

Наименование и техническая характеристика	Тип, марка, ГОСТ, ТУ	Завод изготовитель	Ед. изм.	Количество
5. Задвижка клиновая, уровень требований УТ2, 150мм, ЛС, 10,0 МПа, рабочая среда – жидкость (нефть), тип уплотнения металл-металл, класс герметичности А, присоединение к трубопроводу на фланцах, размер трубопровода 159х8 мм, группа стали Г4, класс прочности трубопровода К52, несейсмостойкое исполнение, климатическое исполнение УХЛ1, с ручным управлением			КОМПЛ	1
6. Задвижка клиновая, уровень требований УТ2, 100мм, ЛС, 10,0 МПа, рабочая среда – жидкость (нефть), тип уплотнения металл-металл, класс герметичности А, присоединение к трубопроводу на фланцах, размер трубопровода 114х6мм, группа стали Г4, класс прочности трубопровода К52, несейсмостойкое исполнение, климатическое исполнение УХЛ1, с ручным управлением			КОМПЛ	1
7. Задвижка клиновая, уровень требований УТ2, 80мм, ЛС, 10,0 МПа, рабочая среда – жидкость (нефть), тип уплотнения металл-металл, класс герметичности А, присоединение к трубопроводу на фланцах, размер трубопровода 89х6мм, группа стали Г4, класс прочности трубопровода К52, несейсмостойкое исполнение, климатическое исполнение УХЛ1, с ручным управлением			КОМПЛ	2
8. Трубы 325х10 электросварные прямошовные из низколегированной хладостойкой и коррозионностойкой стали, группы 4, класса прочности К56, в соответствии с требованиями ПАО «Газпром нефть», с заводским антикоррозионным покрытием основе экструдированного полиэтилена			м	16,0
9. Трубы 325х12 электросварные прямошовные из низколегированной хладостойкой и коррозионностойкой стали, группы 4, класса прочности			м	21,50

Наименование и техническая характеристика	Тип, марка, ГОСТ, ТУ	Завод изго-тови-тель	Ед. изм.	Коли-чество
К52, в соответствии с требованиями ПАО «Газпром нефть»				
10. Трубы 159х8 электросварные прямошовные из низколегированной хладостойкой и коррозионностойкой стали, группы 4, класса прочности К52, в соответствии с требованиями ПАО «Газпром нефть», с антикоррозионным покрытием усиленного типа			м	1,1
11. Трубы 159х8 электросварные прямошовные из низколегированной хладостойкой и коррозионностойкой стали, группы 4, класса прочности К52, в соответствии с требованиями ПАО «Газпром нефть»			м	7,0
12. Трубы 114х6 электросварные прямошовные из низколегированной хладостойкой и коррозионностойкой стали, группы 4, класса прочности К52, в соответствии с требованиями ПАО «Газпром нефть», с антикоррозионным покрытием усиленного типа			м	12,50
13. Трубы 114х6 электросварные прямошовные из низколегированной хладостойкой и коррозионностойкой стали, группы 4, класса прочности К52, в соответствии с требованиями ПАО «Газпром нефть»			м	3,5
Емкость дренажная ЕП-001				
14. Емкость подземная дренажная в блочном исполнении ЕП-001 для приема дренажа Объем – 8 м3 Диаметр - 2000 мм Давление расчетное – 0,07 МПа	1513/37-П-ТХ01-ОЛ-001		компл	1
15. Трубы 114х6 электросварные прямошовные из низколегированной хладостойкой и коррозионностойкой стали, группы 4, класса прочности К48, в соответствии с требованиями			м	1,0

Наименование и техническая характеристика	Тип, марка, ГОСТ, ТУ	Завод изготовитель	Ед. изм.	Количество
ПАО «Газпром нефть», с антикоррозионным покрытием усиленного типа				
Инженерные сети				
16. Трубы 114х6 электросварные прямошовные из низколегированной хладостойкой и коррозионностойкой стали, группы 4, класса прочности К48, в соответствии с требованиями ПАО «Газпром нефть», с антикоррозионным покрытием усиленного типа			м	32,0
Узел запорной арматуры УЗА-001				
17. Трубы 325х12 электросварные прямошовные из низколегированной хладостойкой и коррозионностойкой стали, группы 4, класса прочности К52, в соответствии с требованиями ПАО «Газпром нефть», с заводским антикоррозионным покрытием основе экструдированного полиэтилена			м	15,0
18. Трубы 325х12 электросварные прямошовные из низколегированной хладостойкой и коррозионностойкой стали, группы 4, класса прочности К52, в соответствии с требованиями ПАО «Газпром нефть»			м	13,0
19. Задвижка клиновая, уровень требований УТ2, 300мм, ЛС, 10,0 МПа, рабочая среда – жидкость (нефть), тип уплотнения металл-метал, класс герметичности А, присоединение к трубопроводу на фланцах, размер трубопровода 325х12мм, группа стали Г4, класс прочности трубопровода К52, несейсмостойкое исполнение, климатическое исполнение УХЛ1, с ручным управлением			компл	1

Наименование и техническая характеристика	Тип, марка, ГОСТ, ТУ	Завод изготовитель	Ед. изм.	Количество
20. Задвижка клиновая, уровень требований УТ2, 80мм, ЛС, 10,0 МПа, рабочая среда – жидкость (нефть), тип уплотнения металл-метал, класс герметичности А, присоединение к трубопроводу на фланцах, размер трубопровода 89х6мм, группа стали Г4, класс прочности трубопровода К52, несейсмостойкое исполнение, климатическое исполнение УХЛ1, с ручным управлением			компл	2

Приложение В**Письмо ООО "Газпромнефть-Заполярье" №11/1/009992 от 30.08.2024 о направлении информации по разделению объекта**

ОБЩЕСТВО С ОГРАНИЧЕННОЙ ОТВЕТСТВЕННОСТЬЮ
«ГАЗПРОМНЕФТЬ-ЗАПОЛЯРЬЕ»
(ООО «ГАЗПРОМНЕФТЬ-ЗАПОЛЯРЬЕ»)

Юридический адрес:

Россия, 629305, г. Новый Уренгой, ул. Токская, д. 30 «А»,
помещ. 10, кабинет 207

ОГРН 1097746829740, ИНН 7725720448,

Адрес для корреспонденции:

Россия, 625048, Тюмень, ул. 50 лет Октября, д. 8 «Б», кабинет 2001

Тел.: +7 (3452) 53-99-27

e-mail: GPN-Zapolyar@yandex.ru, gazprom-neft.ru

www.gazprom-neft.ru

**Главному инженеру
АО «Гипровостокнефть»**

Попову Н.П.

30.08.2024 № 11/1/009992

На № _____ от _____

О направлении информации

Уважаемый Николай Павлович!

В связи с разделением объекта «Напорный нефтепровод Тас-Юряхского месторождения» на три отдельных проекта, при проектировании участков необходимо учесть следующее:

1. Разместить на входе/выходе нефтепровода охранные отключающие арматуры на расстоянии менее 300 м от границы территории площадки ДНС, КС, УПН и разработать обосновывающий отчет в части отступления от требований п. 9.2.1 (б) ГОСТ Р 55990-2014;

2. Ввод в эксплуатацию планируется одновременно по всем участкам со строительством в разные периоды.

С уважением,

**Начальник управления по ПИР и
взаимодействию с надзорными органами**

Е.О. Гельман

Приложение Г**Письмо ООО "Газпромнефть-Заполярье" №11/1/013952 от 04.12.2024 о классе прочности ш. ТЮ-ННП.У1**

ОБЩЕСТВО С ОГРАНИЧЕННОЙ ОТВЕТСТВЕННОСТЬЮ
«ГАЗПРОМНЕФТЬ-ЗАПОЛЯРЬЕ»
(ООО «ГАЗПРОМНЕФТЬ-ЗАПОЛЯРЬЕ»)

Юридический адрес:
Россия, 629305, г. Новый Уренгой, ул. Тавжкая, д. 30 «А»,
помещ. 10, кабинет 207
ОГРН 1097746829740, ИНН 7728720448,
Адрес для корреспонденции:
Россия, 625048, Тюмень, ул. 50 лет Октября, д. 8 «Б», кабинет 2001
Тел.: +7 (3452) 53-90-27
e-mail: GPN-Zapolar@yamal.gazprom-neft.ru
www.gazprom-neft.ru

04.12.2024, № 11/1/013952

На № _____ от _____

*О классе прочности
ш. ТЮ-ННП.У1*

**Главному инженеру
АО «Гипровостокнефть»**

Попову Н.П.

Уважаемый Николай Павлович!

По объекту «Напорный нефтепровод Тас-Юрхского месторождения. Участок 1» согласно п. 11 Задания на проектирование, в целях снижения металлоемкости основной закупаемой трубы учесть в проекте применение труб класса прочности K56.

С целью расширения круга поставщиков и обеспечения закупки трубной продукции остальных позиций напорного нефтепровода (соединительные детали, трубы для трубопроводов обвязки площадочных объектов, УЗА, камер СОД) учесть в проекте материалы класса прочности K52.

Для вспомогательных конструкций (воздушники, дренажные трубопроводы, трубопроводы продувки) допускается применять трубы классов прочности ниже K52.

С уважением,

**Начальник управления по ПИР и
взаимодействию с надзорными органами**

Е.О. Гельман

Богер А.М.
+7 (3452) 53-90-27 (78586)
Boget.AM@gazprom-neft.ru




**ООО «ГАЗПРОМНЕФТЬ-
ЗАПОЛЯРЬЕ»**

Согласовано			
Согласовано			

Взам. инв. №	
Подпись и дата	
Инв. № подл.	

Расчет на прочность и устойчивость подземного трубопровода

						ТЮ-ННП.У1-П-ТКР.01.00-РР-001			
						«Напорный нефтепровод Тас-Юряхского месторождения.			
9	-	Зам.			29.09.25	Участок 1»			
Изм.	Кол.уч.	Лист	№ док.	Подп.	Дата				
Разраб.		Лыскина			29.09.25		Стадия	Лист	Листов
Проверил		Симонова			29.09.25		П	1	89
Гл. спец.		Федотенко			29.09.25				
Рук.направл.		Ерофеева			29.09.25	Расчет на прочность и устойчивость подземного трубопровода	 ГИПРОВОСТОКНЕФТЬ		
Н.контр.		Поликашина			29.09.25				
ГИП		Володина			29.09.25				

СОДЕРЖАНИЕ

1 ВВЕДЕНИЕ	3
2 ОБЩИЕ ПОЛОЖЕНИЯ	3
3 ИСХОДНЫЕ ДАННЫЕ.....	3
3.1 ПАРАМЕТРЫ ТРУБОПРОВОДОВ	3
3.2 ИНЖЕНЕРНО-ГЕОЛОГИЧЕСКИЕ УСЛОВИЯ	4
3.3 КЛИМАТИЧЕСКИЕ УСЛОВИЯ РАЙОНА	7
4 РАСЧЁТНЫЕ ПАРАМЕТРЫ.....	7
4.1 ПАРАМЕТРЫ ДЛЯ РАСЧЕТА ТЕПЛООБМЕНА ВОЗДУХ-ГРУНТ	7
4.2 ПАРАМЕТРЫ ДЛЯ РАСЧЕТА ТЕПЛООБМЕНА ТРУБОПРОВОДЫ-ГРУНТ	10
4.3 МЕХАНИЧЕСКАЯ МОДЕЛЬ ГРУНТА.....	11
5 РАСЧЕТ ТЕМПЕРАТУРНОГО РЕЖИМА МНОГОЛЕТНЕМЕРЗЛЫХ ГРУНТОВ	11
5.1 ОПИСАНИЕ РАСЧЕТНОЙ МЕТОДИКИ	11
5.2 ОПРЕДЕЛЕНИЕ ОРЕОЛА ОТТАИВАНИЯ ТРУБОПРОВОДА	14
5.3 РАСЧЕТ ПРОСАДКИ ГРУНТА	15
6 ПРОВЕРКА УСЛОВИЙ ПРОЧНОСТИ ТРУБОПРОВОДОВ.....	17
7 ВЫВОД	29
Приложение А. Список использованных источников.....	31
Приложение Б. Нормативные и расчетные характеристики физико-механических свойств грунтов.....	33
Приложение В. Результаты расчетов растепления.....	36
Приложение Г. Результаты теплогидравлического расчета напорного нефтепровода.....	85

1 Введение

Целью данной работы является прогнозный расчет температурного режима многолетнемерзлых грунтов (ММГ) в основании подземных трубопроводов проекта 1513/37 «Напорный нефтепровод Тас-Юряхского месторождения. Участок 1».

2 Общие положения

В данной работе проведен расчет теплового распределения в грунте от проектируемых трубопроводов с учетом условий эксплуатации, определение тепловой просадки на основании температурного распределения, а также проверка условий прочности при осадке грунта под трубопроводами при прохождении зон ММГ.

Расчет температурного режима проводится численным методом конечных разностей и выполняется в программном комплексе Frost 3D Universal (сертификат соответствия № РОСС RU.СП15.Н00900, выданный центром сертификации программной продукции в строительстве). Решается объемная задача в нестационарной постановке. Расчет проводится методом конечных разностей.

По результатам теплотехнического расчета определяется стабилизированная осадка трубопровода, которая является входным параметром для второго этапа. Стабилизированная осадка определяется относительно момента запуска проектируемого газосборного трубопровода.

Второй этап расчета – анализ напряженно-деформированного состояния трубопровода с учетом всех условий нагружения. Расчет выполнен в программе Bentley AutoPIPE v.11.03.00.08. В настоящей работе решение данного этапа проводится методом конечных элементов. Для расчета используются балочные элементы трубы с учетом влияния деформаций грунта при просадке.

3 Исходные данные

3.1 Параметры трубопроводов

Проектируемый трубопровод выполнен из электросварных прямошовных труб, из низколегированной хладостойкой и коррозионностойкой стали группы 4 (Ст 0,5 – 1,2) класса прочности K56 для подземной линейной части и класса прочности K52 для обвязки площадок узлов СОД и запорной арматуры.

Температура продукта в трубопроводе принята согласно гидравлическому расчёту, представленному в Томе 3.1. проекта «Напорный нефтепровод Тас-Юряхского месторождения. Участок 1».

Проектируемый трубопровод прокладывается подземно.

На участках распространения ММГ рассмотрено два варианта устройства трубопровода:

1. трубопровод выполняется без теплоизоляции, над подушкой из непросадочного грунта толщиной не менее 200 мм;
2. трубопровод выполняется в теплогидроизоляции из пенополиуретана толщиной 50 мм, над подушкой из непросадочного грунта толщиной не менее 200 мм;

На талых грунтах в основании трубопровод прокладывается без теплоизоляции.

Характеристики трубопроводов представлены в таблице 1.

Таблица 1 - Характеристики проектируемого трубопровода

Диаметр трубопровода, D, мм	Материал	Расчётное давление продукта, МПа	Температура продукта, °С	Рабочий продукт
325х10	Группа 4 К56 в соответствии с требованиями ПАО «Газпром нефть» ТТТ-01.02.04 01	10,0	-4,9...+10,1 (см. приложение Г)	нефть

План, профиль прокладки трубопровода, глубина заложения трубопровода до верхней образующей принята согласно Тома 3.1 проекта «Напорный нефтепровод Тас-Юряхского месторождения. Участок 1».

В районе площадок опоры надземных трубопроводов перед опуском под землю приняты регулируемые, домкратного типа.

3.2 Инженерно-геологические условия

Параметры для теплофизических характеристик грунта приняты в соответствии с техническим отчетом по инженерным изысканиям ТЮ-ННП.У1-ИИ-ИГИ.01.00-ТЧ-001 проекта «Напорный нефтепровод Тас-Юряхского месторождения. Участок 1». Расчетные и нормативные характеристики теплофизических свойств грунтов представлены в приложении Б.

ММГ имеет островной характер распространения, наиболее опасными являются пограничные зоны ММГ/талики. На основании наличия максимальной толщи наиболее просадочных грунтов в качестве расчетных участков приняты:

- Узел запуска СОД (геол. скв. 3023д);
- УЗА001.1 в районе ПК19а+00 (геол. скв. 3005д);
- ПК23а+00-ПК24а+86,4 (геол. скв. 3000д, 3006);
- ПК54+00 + ПК55+00 (геол. скв. 27, 1030)
- ПК91+00 - ПК 93+00 (геол. скв. 274-1, 1047-1);
- ПК138+00 - ПК 140+00 (геол. скв. 85, 1013);

- УЗА001 в районе ПК145+00 (геол. скв. 3000);
- ПК214+00 + ПК215+00 (геол. скв. 106, 1036а).

Инженерно-геологические разрезы приняты согласно профилям технического отчета по результатам инженерно- геологических изысканий, графическая часть ТЮ-ННП.У1-ИИ-ИГИ.01.00-ТЧ-001 проекта «Напорный нефтепровод Тас-Юряхского месторождения. Участок 1».

Начальные распределения температур в моделях принято на основании технического отчета по инженерным изысканиям ЧНФ1-КП7.8.9-ИИ-ИГИ проекта «Напорный нефтепровод Тас-Юряхского месторождения. Участок 1» и представлены в таблице 2.

Таблица 2 – Результаты замеров температуры грунта

№ скв	Глубина замера, м																		
	0,5	1,0	1,5	2,0	2,5	3,0	3,5	4,0	4,5	5,0	6,0	7,0	8,0	9,0	10,0	12,0	14,0	16,0	17,0
85	-0,7	-0,56	-0,54	-0,45	-0,49	-0,62	-0,52	-0,50	-0,48	-0,56	-0,60	-0,63	-0,70	-0,80	-0,87				
1047-1	-0,74	-0,58	-0,38	-0,56	-0,58	-0,59	-0,48	-0,54	-0,45	-0,61	-0,55	-0,69	-0,57	-0,80	-0,75				
27	-0,56	-0,33	-0,36	-0,45	-0,31	-0,31	-0,46	-0,50	-0,63	-0,63	0,36	0,45	-0,36	-0,45	-0,68				
1036а	-0,89	-0,61	-0,37	-0,38	-0,53	-0,56	-0,59	-0,46	-0,58	-0,65	-0,59	-0,84	-0,59	-0,75	-0,77				
3001	-0,82	-0,55	-0,49	-0,64	-0,45	-0,47	-0,57	-0,45	-0,48	-0,65	-0,77	-0,65	-0,58	-0,86	-0,81	-0,90	-0,75	-0,77	-0,83
3006	0,94	0,65	0,55	0,46	0,57	0,50	0,58	0,46	0,59	0,52	0,56	0,67	0,61	0,42	0,24	0,1	-0,17	-0,26	-0,48
3000д	0,72	0,3	-0,45	-0,65	-0,63	-0,6	-0,75	-0,71	-0,78	-0,71	-0,76	-0,84	-0,78	-0,8	-0,86				
3005д	0,72	0,53	0,35	-0,39	-0,59	-0,62	-0,61	-0,62	-0,4	-0,36	-0,78	-0,73	-0,85	-0,79	-0,8				
3023д	0,69	0,61	0,39	-0,4	-0,35	-0,38	-0,77	-0,74	-0,71	-0,74	-0,75	-0,75	-0,8	-0,88	-0,83	-0,89	-0,88	-0,82	-0,87

3.3 Климатические условия района

Климатические характеристики приняты по данным многолетних наблюдений на метеостанции Мирный в соответствии техническим отчетом ТЮ-ННП.У1-ИИ-ИГМИ.01.00-ТЧ-001 проекта «Напорный нефтепровод Тас-Юряхского месторождения. Участок 1» и СП 131.13330.2020, а также дополнена данными климатической базы GLDAS в части суммарной солнечной радиации в районе метеостанции. Климатические характеристики приведены в таблице 3.

Таблица 3 - Климатические данные

Месяц	1	2	3	4	5	6	7	8	9	10	11	12
Температура воздуха, °С	-29,8	-26,2	-15,9	-4,7	5,3	14,3	17,0	13,2	5,0	-5,9	-21,1	-29,0
Высота снежного покрова, см	45,33	52,67	56,33	45,67	-	-	-	-	-	7,67	25,33	37,00
Скорость ветра, м/с	2,0	1,9	2,0	2,2	2,2	1,9	1,7	1,6	1,8	2,1	2,0	2,0
Суммарная солнечная радиация, Вт/м ²	29,92	65,08	119,22	173,03	210,42	244,14	224,86	188,38	116,84	65,06	33,01	20,88

4 Расчётные параметры

4.1 Параметры для расчета теплообмена воздух-грунт

Коэффициент конвективного теплообмена α в отсутствие снежного покрова принимается равным [6]:

$$\alpha_k = \begin{cases} 6,16 + 4,19U & \text{если } 0 < U < 5 \\ 7,56U^{0,78} & \text{если } 5 < U < 30 \end{cases}$$

где U – средняя за рассматриваемый период времени скорость ветра над поверхностью земли.

Коэффициент конвективного теплообмена α при наличии снежного покрова (эффективный) определяется из соотношения [10]:

$$\alpha_{эф} = \frac{1}{\left(\frac{1}{\alpha_k} + \frac{\delta_{сн}}{\lambda_{сн}}\right)}$$

где $\delta_{эф}$ – толщина снежного покрова; $\lambda_{сн}$ – коэффициент теплопроводности снега.

Коэффициент теплопроводности снега для зимних месяцев вычисляется в зависимости от плотности снежного покрова по формуле Б.В. Проскурякова и приложению Г к СП 25.13330.2020:

$$\lambda_{сн} = 1,16(0,018 + 0,00087\rho_{сн});$$

где $\rho_{сн}$ – среднемесячная плотность снега, определяемая согласно данным инженерных изысканий, кг/м³.

Расчетные коэффициенты конвективного теплообмена α уточняются в ходе расчетной процедуры. Уточнение ведется путем изменения коэффициентов теплообмена на некоторую величину с целью обеспечения сходимости глубины верхней кровли многолетнемерзлых грунтов с фактическим значением согласно инженерно-геологических изысканий [11].

Расчётная среднемесячная температура поверхности насыпи в летнее время (при отсутствии снежного покрова) определяется согласно формуле (5.6) СП 498.1325800.2020:

$$T_{n,i} = T_{s,i} + \frac{R_i - Q_i}{\alpha_i}$$

где $T_{s,i}$ - среднемесячная температура воздуха, °С;

R_i – радиационный баланс поверхности насыпи, Вт/м², равный:

$(0,61\Phi_{s,i} - 20)$ – для песчаных, щебеночных и асфальтовых поверхностей;

$(0,61\Phi_{s,i} - 40)$ – для бетонных и железобетонных поверхностей;

$Q_i = 0,49\Phi_{s,i} - 60$ – потери тепла дневной поверхности насыпи за счет испарения, нагрева подстилающих слоев и фазовых переходов, Вт/м²;

$\Phi_{s,i}$ – суммарная солнечная радиация на основе гидрометеорологических сведений для участка строительства, Вт/м²;

α_t – коэффициент теплообмена на поверхности покрытия, принимается равным:

$(2,4v_i + 2,3)$ – при среднемесячной скорости ветра $v_i < 4,6$ м/с;

$(3,7v_i - 1)$ – при среднемесячной скорости ветра $v_i > 4,6$ м/с/

Результаты расчета коэффициента конвективного теплообмена поверхности грунта с воздухом представлены в таблице 4.

Таблица 4 – Среднемесячные коэффициенты теплообмена грунт-воздух

Месяц	1	2	3	4	5	6	7	8	9	10	11	12
Коэффициент теплообмена грунт-воздух (без учета снега), Вт/м ² К	14,54	14,12	14,54	15,38	15,38	14,12	13,28	12,84	13,70	14,96	14,54	14,54
Коэффициент теплообмена грунт-воздух принятый на участке в районе геол. скв. №85, Вт/м ² К	1,17	1,01	0,95	1,16	15,38	14,12	13,28	12,86	13,70	5,00	1,96	1,40

Месяц	1	2	3	4	5	6	7	8	9	10	11	12
Коэффициент теплообмена грунт-воздух принятый на участке в районе геол. скв.№1013, Вт/м ² К	0,95	0,82	0,77	0,95	15,38	14,12	13,28	12,86	13,70	4,29	1,62	1,15
Коэффициент теплообмена грунт-воздух принятый на участке в районе геол. скв.№1047-1, Вт/м ² К	1,17	1,01	0,95	1,16	15,38	14,12	13,28	12,86	13,70	5,00	1,96	1,40
Коэффициент теплообмена грунт-воздух принятый на участке в районе геол. скв.№274-1, Вт/м ² К	1,17	1,01	0,95	1,16	15,38	14,12	13,28	12,86	13,7	5,00	1,96	1,40
Коэффициент теплообмена грунт-воздух принятый на участке в районе геол. скв.№72, Вт/м ² К	1,15	1,00	0,94	1,15	15,38	14,12	13,28	12,86	13,70	4,94	1,93	1,38
Коэффициент теплообмена грунт-воздух принятый на участке в районе геол. скв.№1036а Вт/м ² К	1,13	0,98	0,92	1,13	15,38	14,12	13,28	12,86	13,70	4,88	1,91	1,36
Коэффициент теплообмена грунт-воздух принятый на участке в районе геол. скв.№27 Вт/м ² К	1,13	0,98	0,92	1,13	15,38	14,12	13,28	12,86	13,70	4,88	1,91	1,36
Коэффициент теплообмена грунт-воздух принятый на участке в районе геол. скв.№1030 Вт/м ² К	1	0,87	0,82	1	15,38	14,12	13,28	12,86	13,70	4,46	1,7	1,21

Месяц	1	2	3	4	5	6	7	8	9	10	11	12
Коэффициент теплообмена грунт-воздух принятый на участке в районе геол. скв. №106 Вт/м ² К	0,95	0,82	0,77	0,95	15,38	14,12	13,28	12,86	13,70	4,29	1,62	1,15
Коэффициент теплообмена грунт-воздух принятый на участке в районе геол. скв. №3001 Вт/м ² К	1,11	0,97	0,91	1,11	15,38	14,12	13,28	12,86	13,7	4,83	1,88	1,34
Коэффициент теплообмена грунт-воздух принятый на участке в районе геол. скв. №3006 Вт/м ² К	1,07	0,93	0,87	1,06	15,38	14,12	13,28	12,86	13,7	4,68	1,8	1,29
Коэффициент теплообмена грунт-воздух принятый на участке в районе геол. скв. №3000д Вт/м ² К	1,17	1,01	0,95	1,16	15,38	14,12	13,28	12,86	13,7	5	1,96	1,4
Коэффициент теплообмена грунт-воздух принятый на участке в районе геол. скв. №3005д Вт/м ² К	1,11	0,97	0,91	1,11	15,38	14,12	13,28	12,86	13,7	4,83	1,88	1,34
Коэффициент теплообмена грунт-воздух принятый на участке в районе геол. скв. №3023д Вт/м ² К	1,13	0,98	0,92	1,13	15,38	14,12	13,28	12,86	13,7	4,88	1,91	1,36

4.2 Параметры для расчета теплообмена трубопроводы-грунт

Основными расчетными параметрами для моделирования теплового влияния трубопроводов на окружающие грунты является температура транспортируемого продукта и коэффициент теплопередачи между продуктом и грунтами.

Коэффициент теплопередачи при турбулентном режиме движения газа определяется из выражения:

$$\alpha = Nu \cdot \frac{\lambda}{d}$$

где $Nu = 0,021 \cdot Re^{0,8} \cdot Pr^{0,43}$ – критерий Нуссельта [6],

$Pr = C \cdot \frac{\eta}{\lambda}$ – критерий Прандтля;

$Re = \rho \cdot v \cdot \frac{d}{\lambda}$ – критерий Рейнольдса;

C – удельная теплоемкость жидкости, Дж/(м³·°С);

η – динамическая вязкость, Па·с;

ρ – плотность, кг/м³;

λ – теплопроводность, Вт/(м·°С);

v – скорость течения газа в трубе, м/с;

d – внутренний диаметр трубы, м.

Данные необходимые для определения температурного влияния трубопровода приняты по результатам гидравлических расчетов и сведены в таблицу 5.

Таблица 5 - Исходные данные для теплового расчета

Параметр	Значение параметра
Коэффициент теплопроводности стальной трубы	46 Вт/м °С
Коэффициент теплопроводности теплоизоляции труб	0,03 Вт/м °С
Приведенный коэффициент теплоотдачи через стенку трубопровода DN300 в теплоизоляции 50 мм	0,526 Вт/м ² °С

4.3 Механическая модель грунта

Взаимодействие трубопровода с грунтом было смоделировано с помощью дискретных нелинейных пружинных элементов, которые определяют жесткость грунта в четырех направлениях (горизонтальное продольное, горизонтальное поперечное, вертикальное вверх, вертикальное вниз).

Расчёт характеристик взаимодействия трубопровода с грунтом выполнен по методике А.Б. Айбиндера [1]. Параметры для расчета жесткостных характеристик грунта приняты в соответствии с рекомендациями СП 22.13330.2016.

5 Расчет температурного режима многолетнемерзлых грунтов

5.1 Описание расчетной методики

Для определения ореола оттаивания трубопровода используется объемная конечно-разностная модель.

При моделировании распространения тепла от подземного трубопровода в зоне ММГ учтены следующие факторы:

- фазовый переход в грунте и связанные с этим изменения теплофизических свойств грунта;
- теплофизические параметры грунтов согласно отчетам по инженерно-геологическим изысканиям;
- ежемесячное изменение температуры воздуха согласно отчету по инженерно-климатическим изысканиям и Заданию на проектирование;
- наличие, высота, плотность снегового покрова в зимний период;
- изменение среднегодовой температуры по сценарию изменения климата Федеральной службой по гидрометеорологии и мониторингу окружающей среды (РосГидроМет) – увеличение на 0,71 °С каждое десятилетие (0,07 °С/год);
- расчетный период составляет 20 лет.

Математическая модель теплового взаимодействия трубопровода с окружающей средой описывает следующий путь переноса тепла: теплота от транспортируемого продукта путем конвективного теплообмена передается стенке трубопровода и далее через стенку трубы и изоляционный слой осуществляется перенос тепла в окружающий грунт за счет теплопроводности материалов и грунтов. Перенос тепла от дневной поверхности грунта к атмосферному воздуху происходит за счет конвективного теплообмена.

Для определения ореола оттаивания трубопровода используется программный комплекс Frost 3D Universal. Задача решается в нестационарной постановке. Решается уравнение теплопроводности [17].

$$\left(C(T) + \rho L \frac{\partial w_w(T)}{\partial T} \right) \frac{\partial T}{\partial t} + \nabla(-\lambda(T) \nabla T) + C_w u \nabla T = 0$$

где T – температура, °С;

$C(T)$ – зависимость объемной теплоемкости от температуры, Дж/м³°С;

$w_w(T)$ – зависимость количества незамерзшей воды в грунте от температуры, д.е.;

ρ – плотность грунта, кг/м³;

L – удельная теплота фазового перехода, Дж/кг

t – время, с;

$\lambda(T)$ – зависимость теплопроводности грунта от температуры, Вт/м°С;

C_w – объемная теплоемкость грунтовой воды, Дж/м³°С;

u – вектор скорости фильтрации грунтовых вод, м/с.

Решение уравнения проводится в трехмерной постановке численно, с помощью явного метода конечных разностей. Конечно-разностный метод является сеточным методом, т.е. расчетная сетка дискретизируется гексаэдрической сеткой, а решение происходит непосредственно в узлах сетки, для каждой из которых составляется разностное уравнение в соответствии с используемым шаблоном разностной схемы. Получается система линейных уравнений, решение которой позволяет получить необходимый результат в рассматриваемой расчетной области [13].

Рассматриваемая область ограничена снизу плоскостью, расположенной на достаточно большой глубине. На боковых гранях, также достаточно удаленных от исследуемого объекта, заданы условия нулевого теплового потока.

Размер расчетной области (удаленность нижней границы) подбирается путем ряда расчетов с целью обеспечения условия отсутствия значительного влияния размеров области на температурное распределение [14]. За условие отсутствия значительного влияния на температурное распределение принято совпадение радиуса оттаивания ММГ с погрешностью в 0,1 м.

Слои грунта на глубине ниже 40 метров представляются как однородные и соответствующие слою грунта над ними. Детальное моделирование тепловых процессов в нижележащих слоях грунтов не проводится в связи с незначительным влиянием на интересующую зону.

Пример расчетной сетки представлена на рисунке 1. Описание расчетной модели участка площадки камеры запуска СОД, площадок УЗА с применением термостабилизаторов грунта представлено в томе 4.4.4 «Температурная стабилизация грунтов».

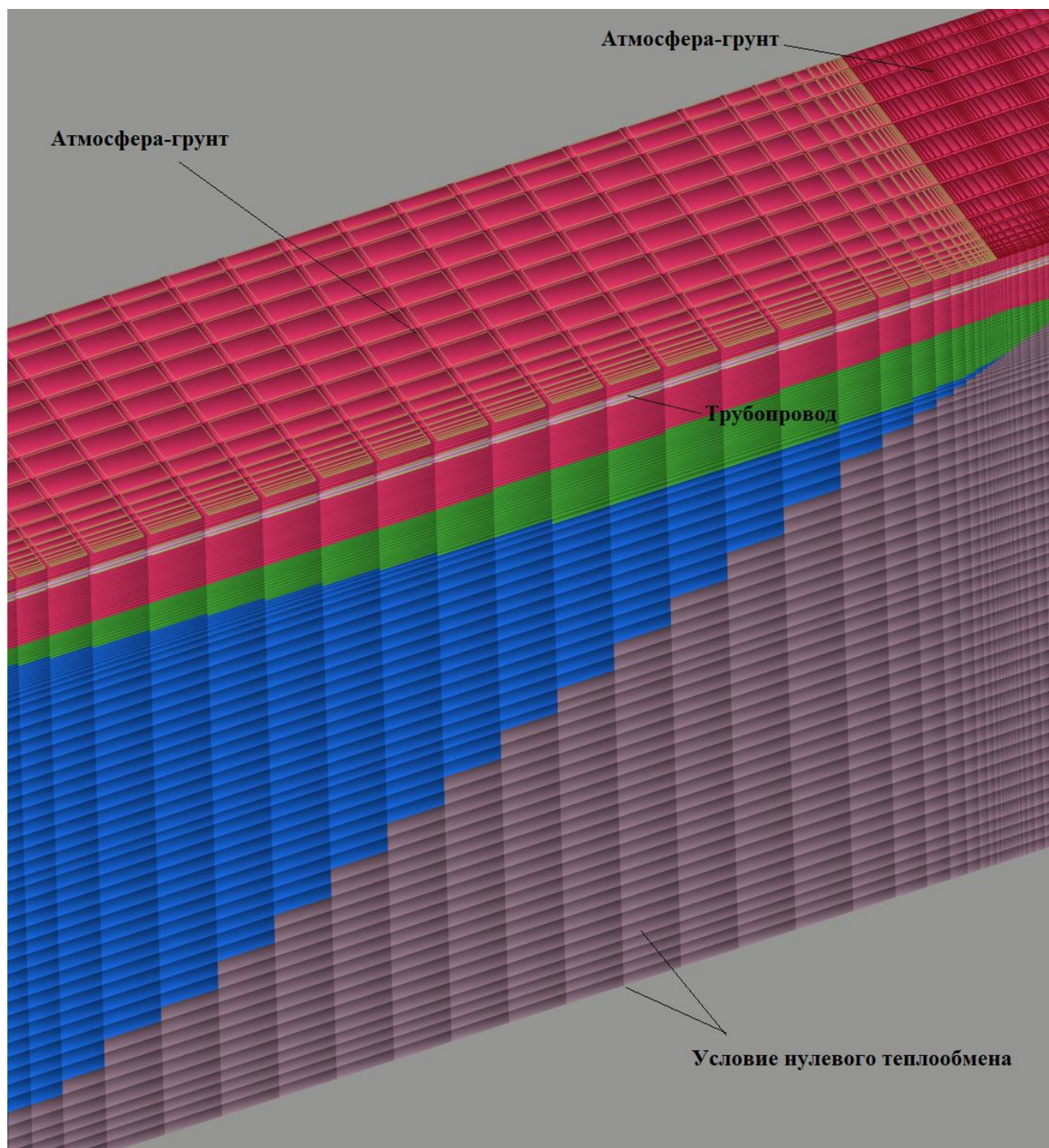


Рисунок 1 – Пример конечно-разностной сетки модели

5.2 Определение ореола оттаивания трубопровода

Решение задачи проводится в нестационарной постановке. По результатам были получены температурные поля в самый теплый месяц года в течение всего срока эксплуатации. Результаты прогнозного расчета линейной части в виде температурных полей представлены в приложении В. Расчетный период 20 лет. Результаты расчета температурных полей в районе участка площадки камеры запуска СОД, площадок УЗА с учетом

температурной стабилизации грунтов представлены в томе 4.4.4 «Температурная стабилизация грунтов».

5.3 Расчет просадки грунта

Для расчета просадки грунта рассматривается только стабилизированная осадка. Все возможные перемещения трубопровода в вертикальной плоскости вниз, в пределах талого грунта, разбиваются на два интервала: перемещение, соответствующее осадке оттаивания, и перемещение, соответствующее осадке уплотнения.

Стабилизированные осадки слоя оттаивающего грунта h при давлении p_d в случае одномерной задачи определяются следующим образом [17]:

$$S = \bar{A}h + \bar{a}hp_d,$$

где $\bar{A}h$ – осадка оттаивания, не зависящая от величины внешнего давления, складывающаяся из изменения объема льда при переходе его в воду и из изменений объема от некоторого закрытия макротрещин грунта при оттаивании;

$\bar{a}hp_d$ – осадка уплотнения при наличии давления, прямо пропорциональная действующему давлению p_d ;

h – глубина оттаивания (от нижней образующей трубопровода или низа непросадочной подушки при её наличии), см.

В случае слоистых напластований грунтов формула примет вид согласно п. 7.3.7 СП 25.13330.2020 «Основания и фундаменты на вечномерзлых грунтах»:

$$S_{th} = \sum_{i=1}^n (A_{th,i} + m_{th,i} \cdot \sigma_{zg,i}) \cdot h_i$$

где $\sum_{i=1}^n$ распространяется на все слои ММГ от нагруженной поверхности до полной глубины протаивания;

$A_{th,i}$ и $m_{th,i}$ – коэффициент оттаивания, доли единицы, и коэффициент сжимаемости, МПа^{-1} , i -го слоя оттаивающего грунта согласно инженерно-геологическим изысканиям (см. Приложение Б);

$\sigma_{zg,i}$ – вертикальное напряжение от собственного веса грунта в середине i -го слоя грунта и веса трубопровода, МПа;

h_i – толщина i -го слоя оттаивающего ММГ, м.

Вертикальное напряжение $\sigma_{zg,i}$ от собственного веса грунта в середине i -го слоя грунта и веса трубопровода определяется как сумма давлений от веса слоя естественного грунта над

трубопроводом, веса песка присыпки, подсыпки, веса трубопровода, веса оттаявшего слоя грунта на середине глубины оттаивания.

Результаты расчета просадки грунта представлены в таблице 6.

Таблица 6 - Результаты расчета просадки грунта

Участок трубопровода	Геологическая скважина	Участок	Глубина кровли ММГ в основании трубопровода за срок эксплуатации, м	Стабилизированная осадка ММГ за срок эксплуатации, мм
Без теплоизоляции				
Узел запуска СОД	3023д	ПК1а+92,7	6,8	222
		ПК2а+04,2	1,1	5
		ПК2а+09,7	1,1	5
		ПК2а+22,42	1,45	27
		ПК2а+32,42	7,2	247
ПК23а+00- ПК24а+86,4	3000д 3006	ПК23а+94	4,2	269
		ПК24а+00	5,5	309
		ПК24а+07,6	9,2	384
		ПК24а+09,2	9,7	0
		ПК24+18	12,4	28
УЗА001.1	3005д	ПК18а+82	3,8	187
		ПК18а+92	1,0	66
ПК54+00 - ПК 55+00	1030 27	ПК24+20	ММГ отсутствуют	0
		ПК24+23...25	10,0	346
		ПК24+28	4,0	115
ПК91+00 - ПК 92+00	1047-1 274-1	ПК91+60	4,2	232
		ПК91+65	6,5	338
		ПК91+70	4,0	223
		ПК91+78	ММГ отсутствуют	0
ПК138+00 - ПК 140+00	1013 85	ПК139+00	ММГ отсутствуют	0
		ПК139+08	1,0	60
		ПК139+10	7,0	444
		ПК139+14	4,9	304
УЗА001	3001	ПК144+82	5,0	333
		ПК144+92	1,5	100
ПК214+0 - ПК 215+00	106 1036а	ПК214+40	ММГ отсутствуют	0
		ПК214+52	3,5	150
		ПК214+55	8,0	317
		ПК214+58	5,0	206
В теплоизоляции				
	3000д	ПК23а+94	2,0	125

Участок трубопровода	Геологическая скважина	Участок	Глубина кровли ММГ в основании трубопровода за срок эксплуатации, м	Стабилизированная осадка ММГ за срок эксплуатации, мм
ПК23а+00- ПК24а+86,4	3006	ПК24а+00	4,0	208
		ПК24а+07,6	8,1	304
		ПК24а+09,2	8,2	0
		ПК24а+18	12,2	19
ПК138+00 - ПК 140+00	1013 85	ПК139+00	ММГ отсутствуют	0
		ПК139+08	1,4	86
		ПК139+10	3,5	223
УЗА001	3001	ПК144+82	3,0	200
		ПК144+92	0,7	47

Как видно из представленных результатов, при прохождении трубопроводов в ММГ на отдельных участках наблюдается повышение температур окружающих грунтов и переход их в талое состояние. Согласно ГОСТ Р 55990-2014 требуется проверка трубопроводов на прочность с учетом осадки ММГ.

6 Проверка условий прочности трубопроводов

Решение задачи проводится в нелинейной статической постановке с учетом нелинейности поведения окружающего трубу грунта. Расчет проводится с помощью программы AutoPIPE V8i (SELECT series 3) Plus Edition.

Действующие нагрузки определены с учетом коэффициентов надежности по нагрузкам согласно указаниям раздела 11 ГОСТ Р 55990-2014, учтена просадка ММГ в районе переходов вследствие растепления грунтов согласно результатам теплотехнического расчета.

Температура замыкания принята равной $t = \text{минус } 20^{\circ}\text{C}$. В качестве температуры замыкания принимается температура воздуха при которой производится фиксация схемы – приварка «неподвижных» опор, подключение к оборудованию, засыпка трубопровода.

Результаты расчета в виде картин распределения эквивалентных напряжений по Мизесу и схем просадки представлены на рисунках 2... 23.

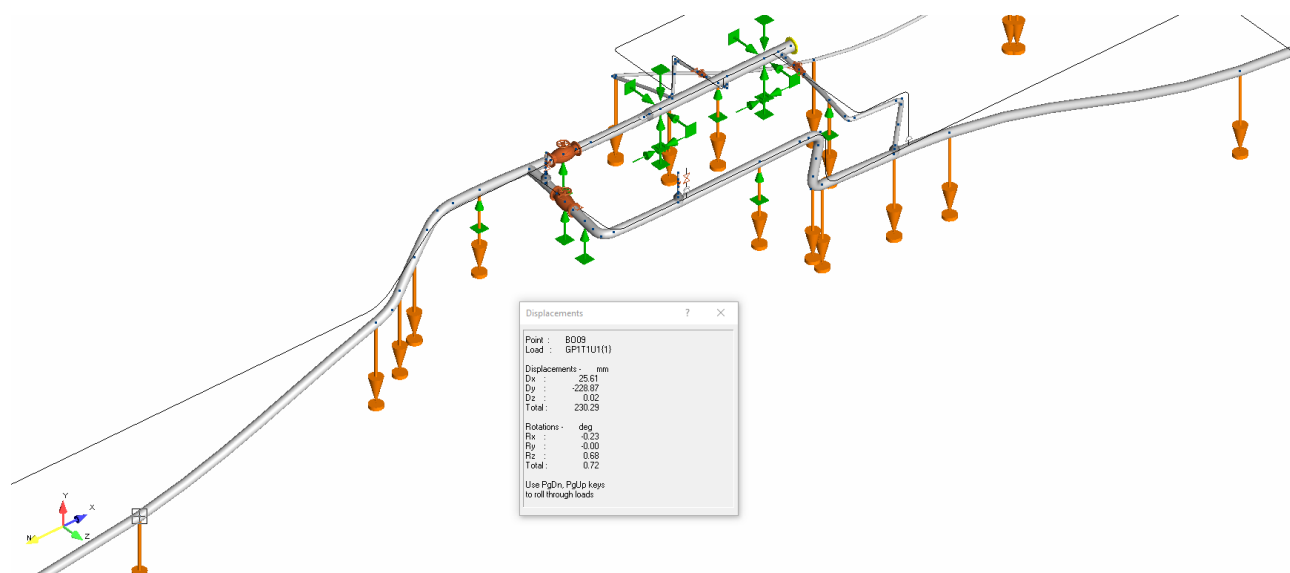


Рисунок 2 – Картина деформации трубопроводов обвязки узла запуска СОД

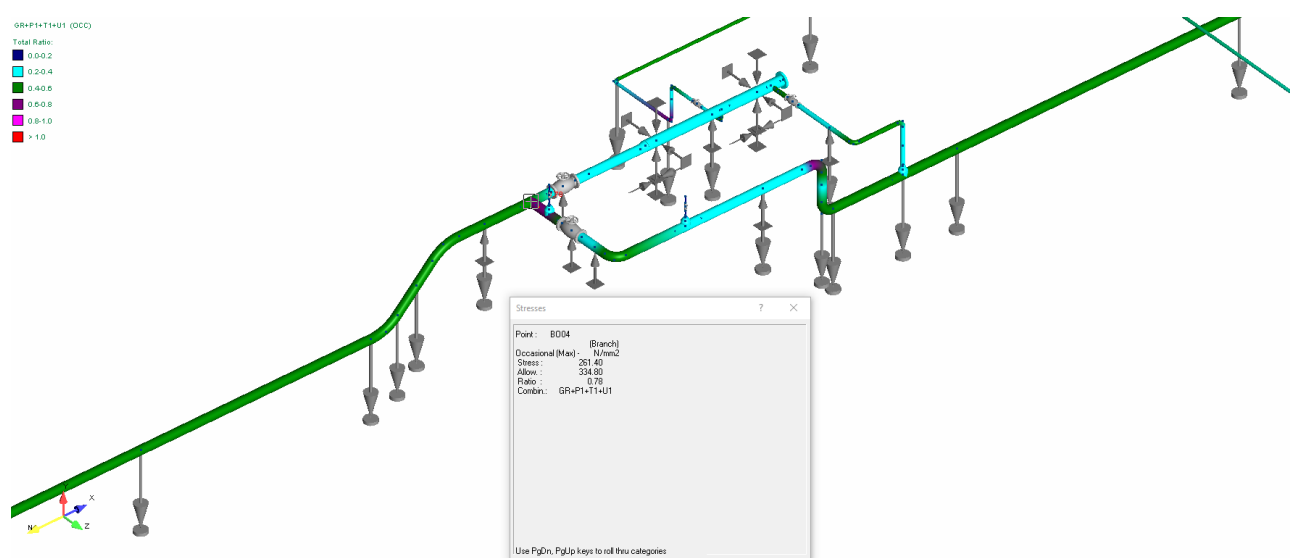


Рисунок 3 – Картина распределения напряжений по Мизесу трубопроводов обвязки узла запуска СОД

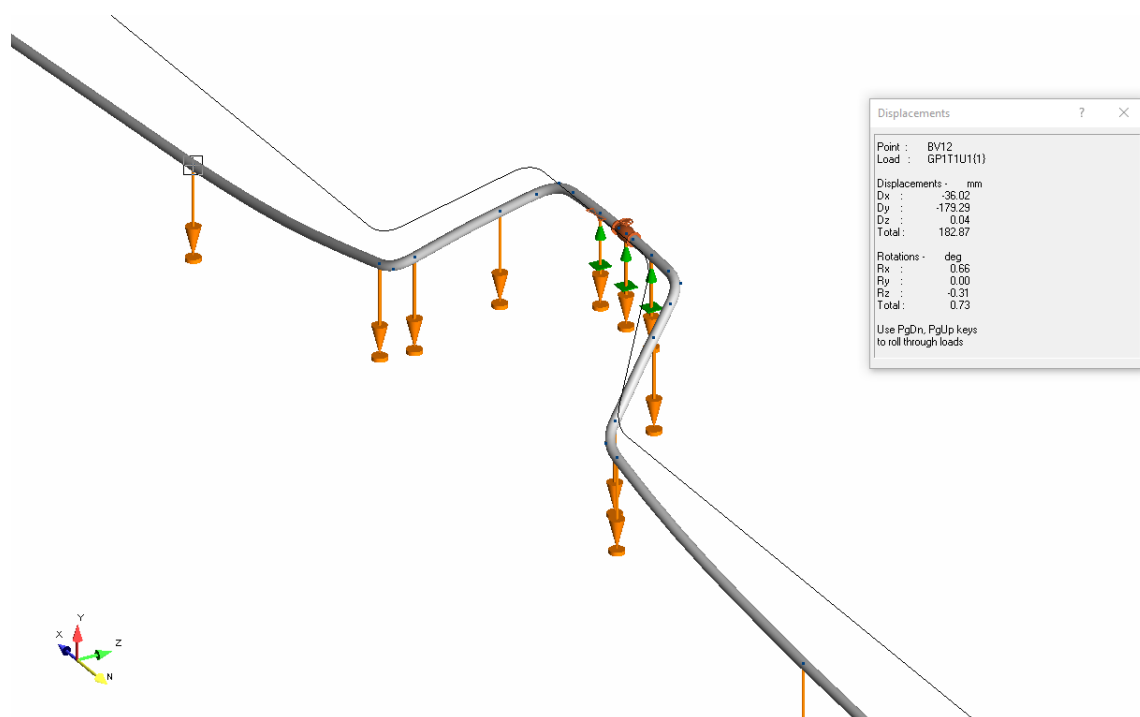


Рисунок 4 – Картина просадки в районе УЗА001.1

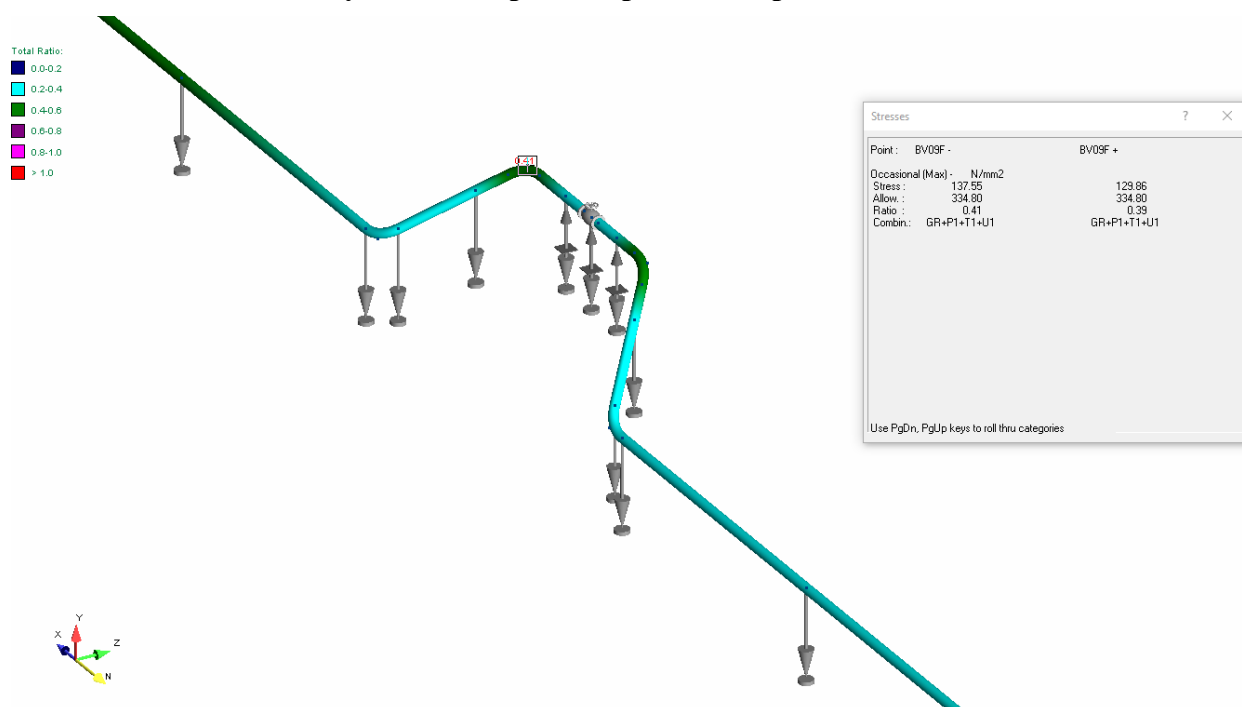


Рисунок 5 – Картина распределения напряжений по Мизесу в районе УЗА001.1

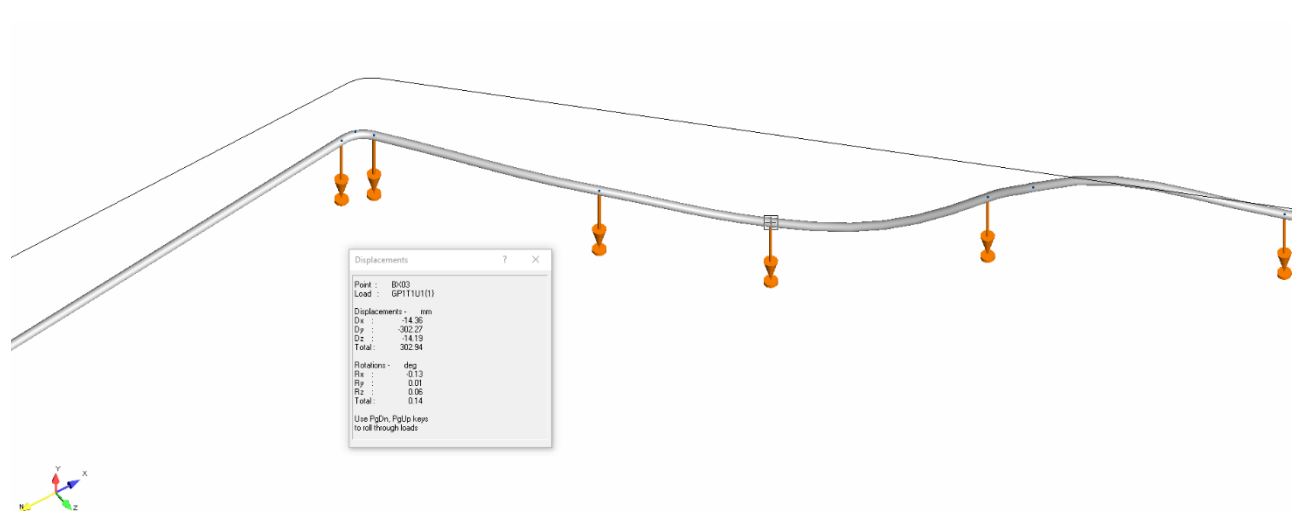


Рисунок 6 – Картина просадки в районе ПК24а+09 без теплоизоляции

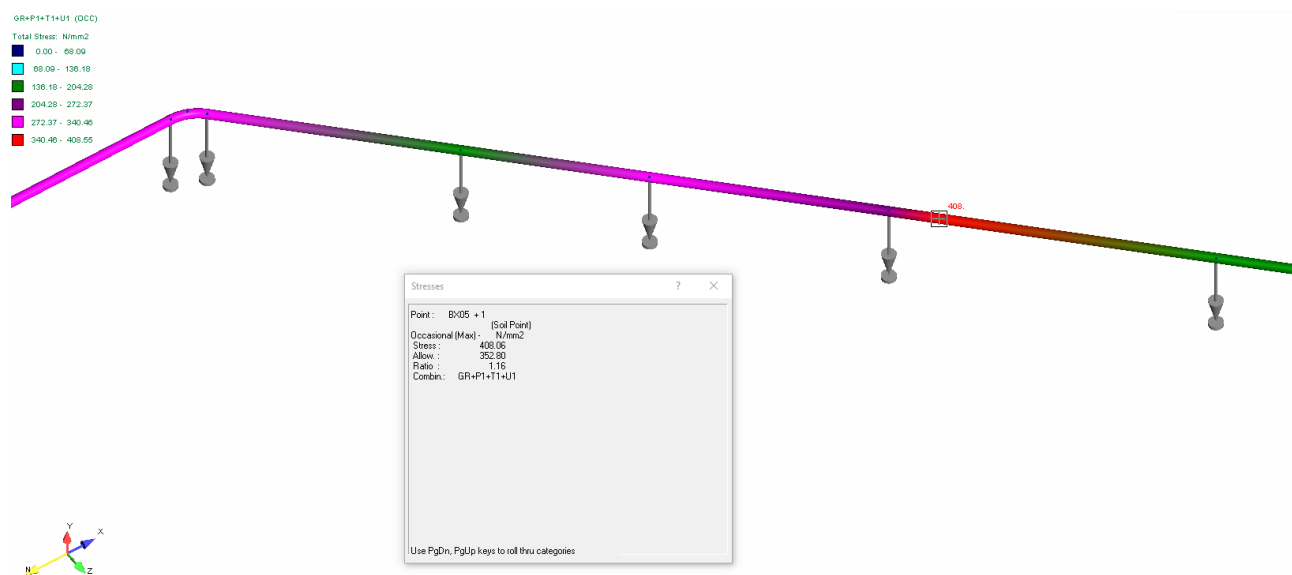


Рисунок 7 – Картина распределения напряжений по Мизесу в районе ПК24а+09 без теплоизоляции



Рисунок 8 – Картина просадки в районе ПК24а+09 с применением теплоизоляции 50мм

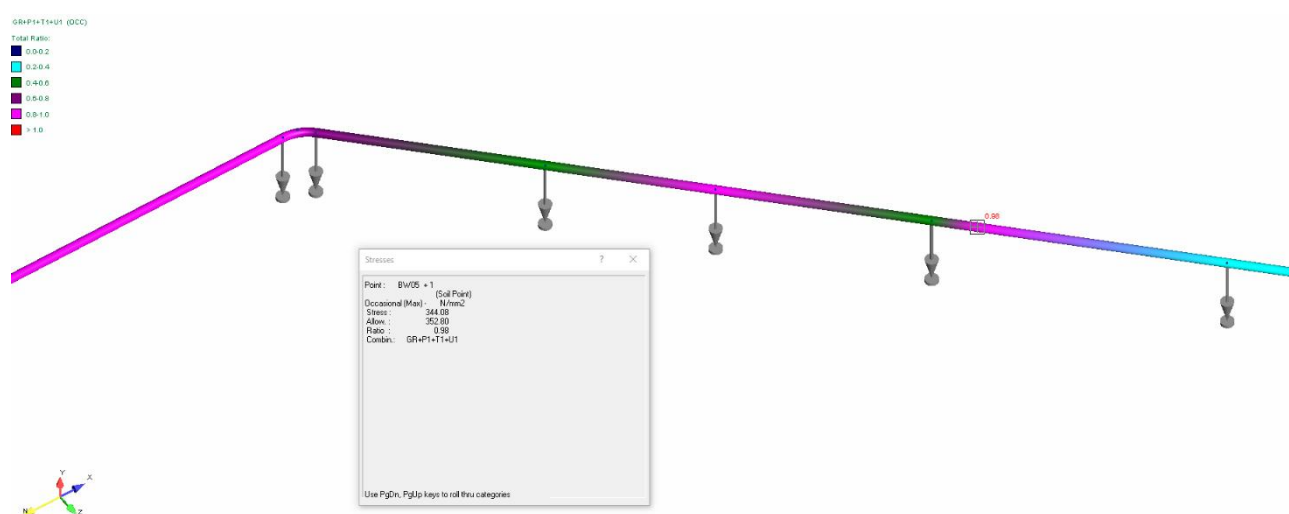


Рисунок 9 – Картина распределения напряжений по Мизесу в районе ПК24а+09 с применением теплоизоляции 50мм

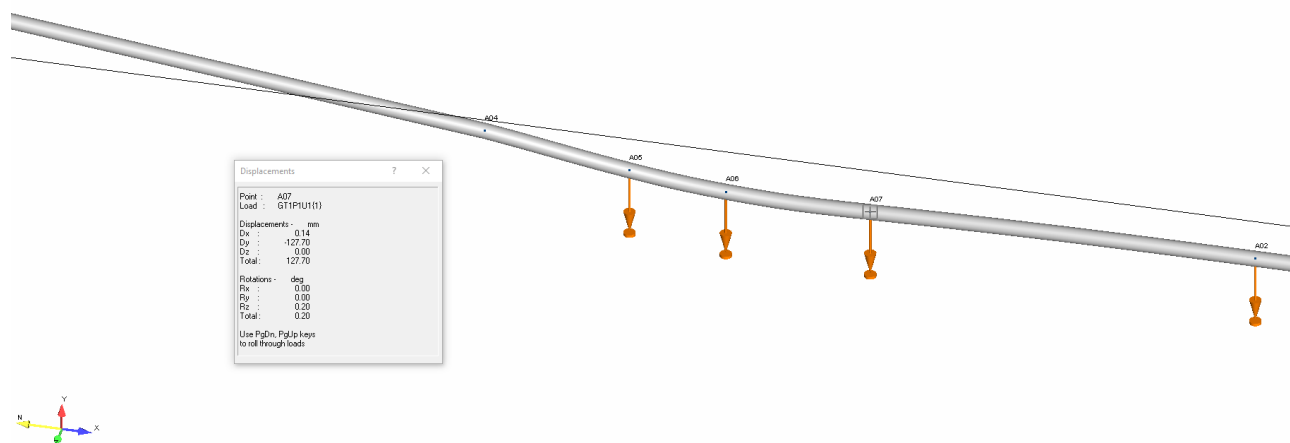


Рисунок 10 – Картина просадки в районе ПК54+20 без теплоизоляции

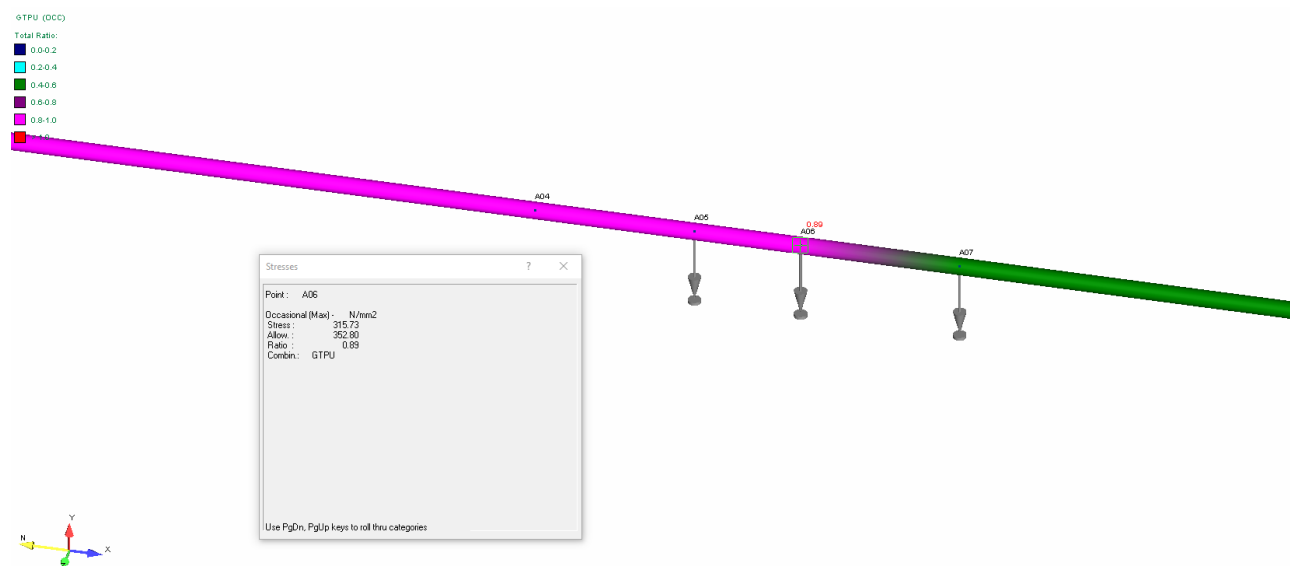


Рисунок 11 – Картина распределения напряжений по Мизесу в районе ПК54+20 без теплоизоляции

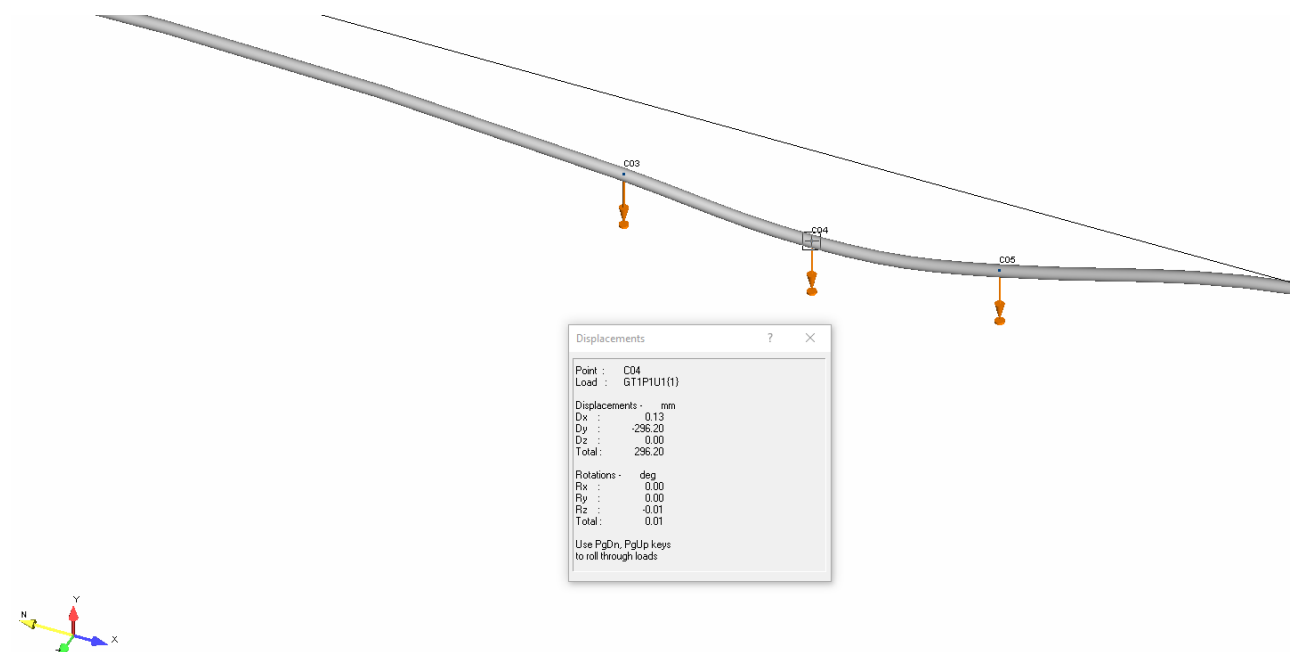


Рисунок 12 – Картина просадки в районе ПК91+70 без теплоизоляции

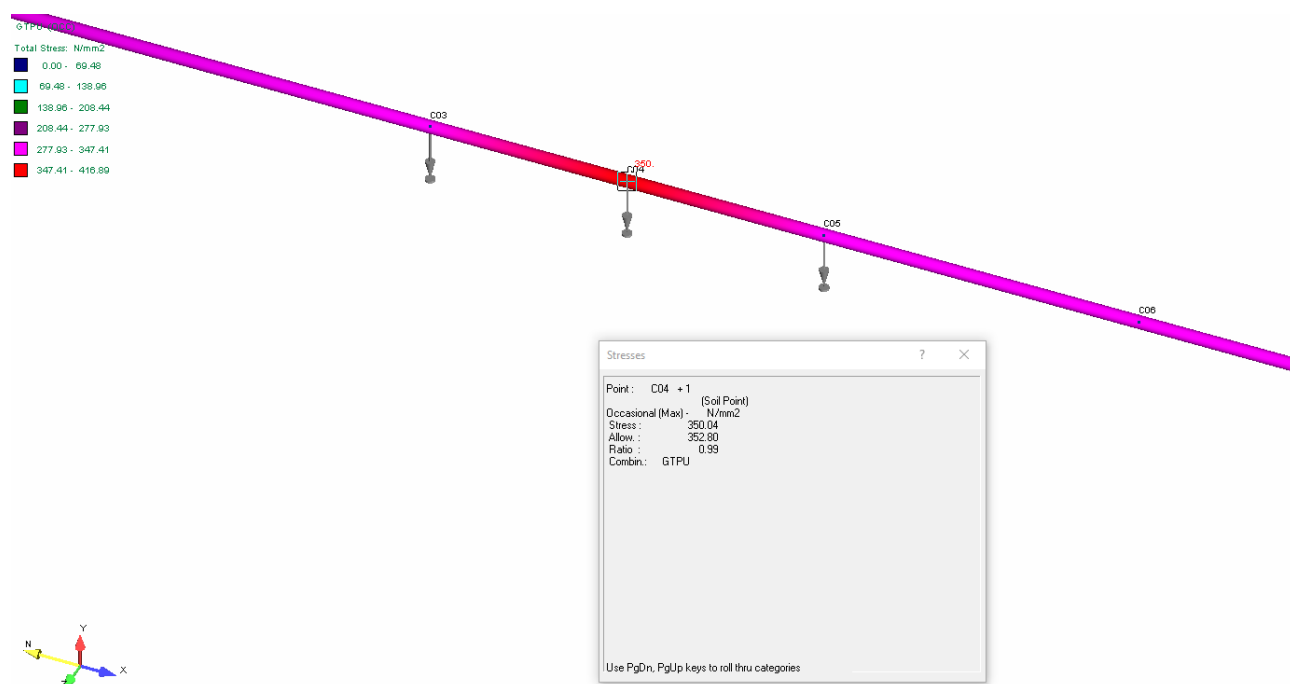


Рисунок 13 – Картина распределения напряжений по Мизесу в районе ПК91+70 без теплоизоляции

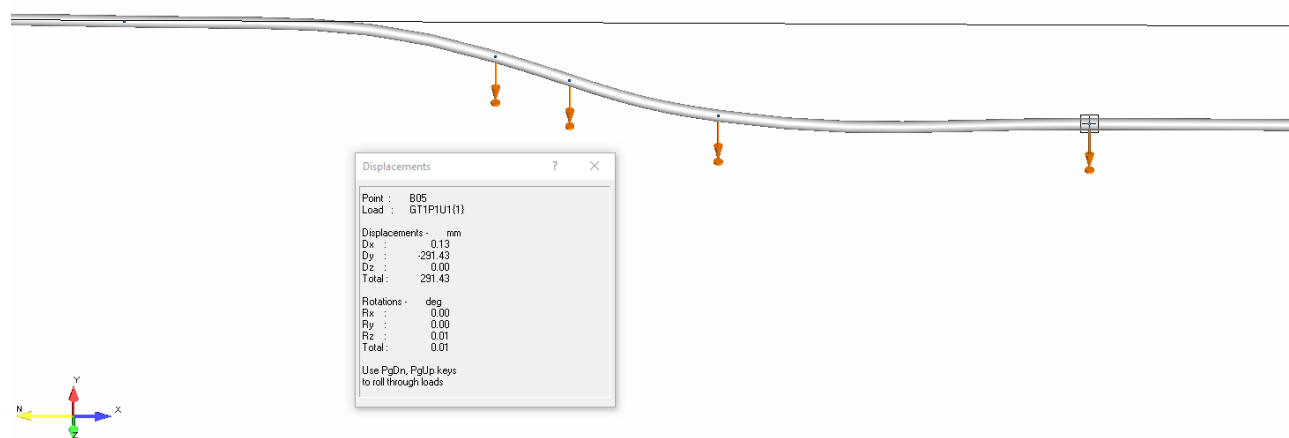


Рисунок 14 – Картина просадки в районе ПК139+10 без теплоизоляции

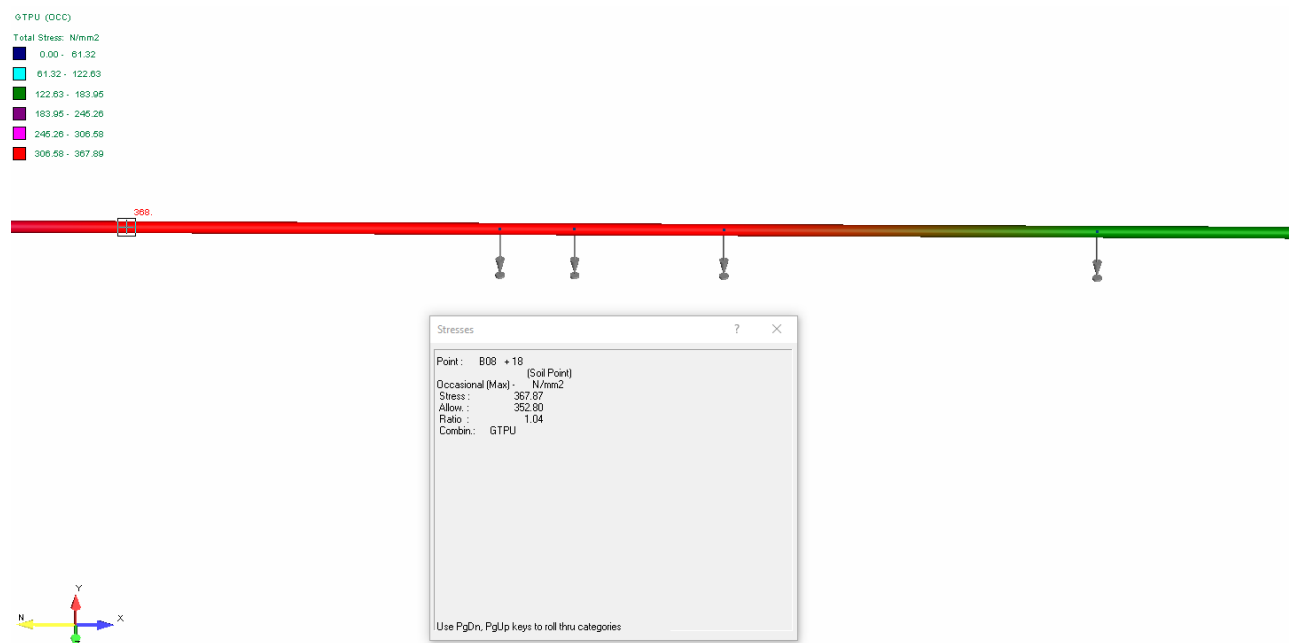


Рисунок 15 – Картина распределения напряжений по Мизесу в районе ПК139+10 без теплоизоляции

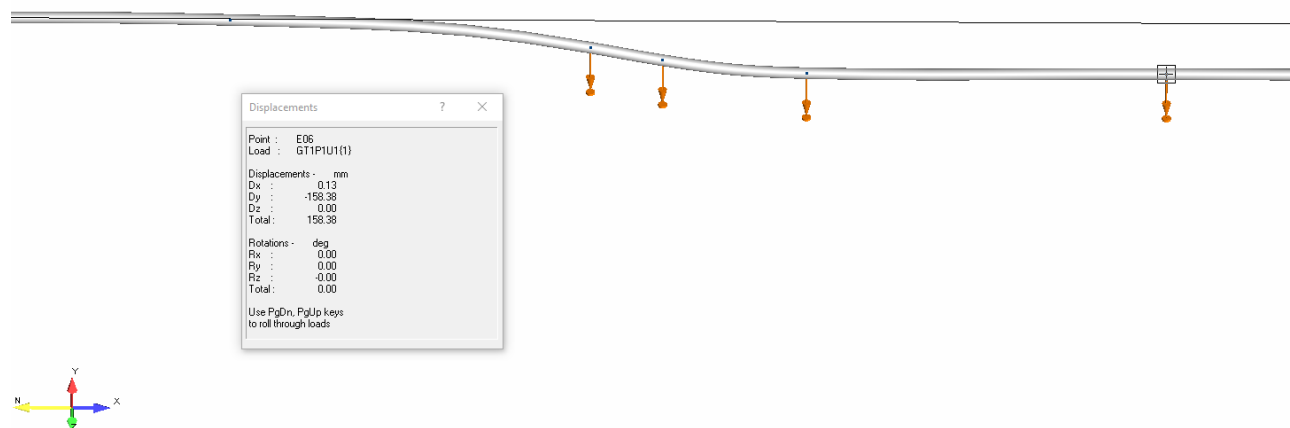


Рисунок 16 – Картина просадки в районе ПК139+10 с применением теплоизоляции 50мм

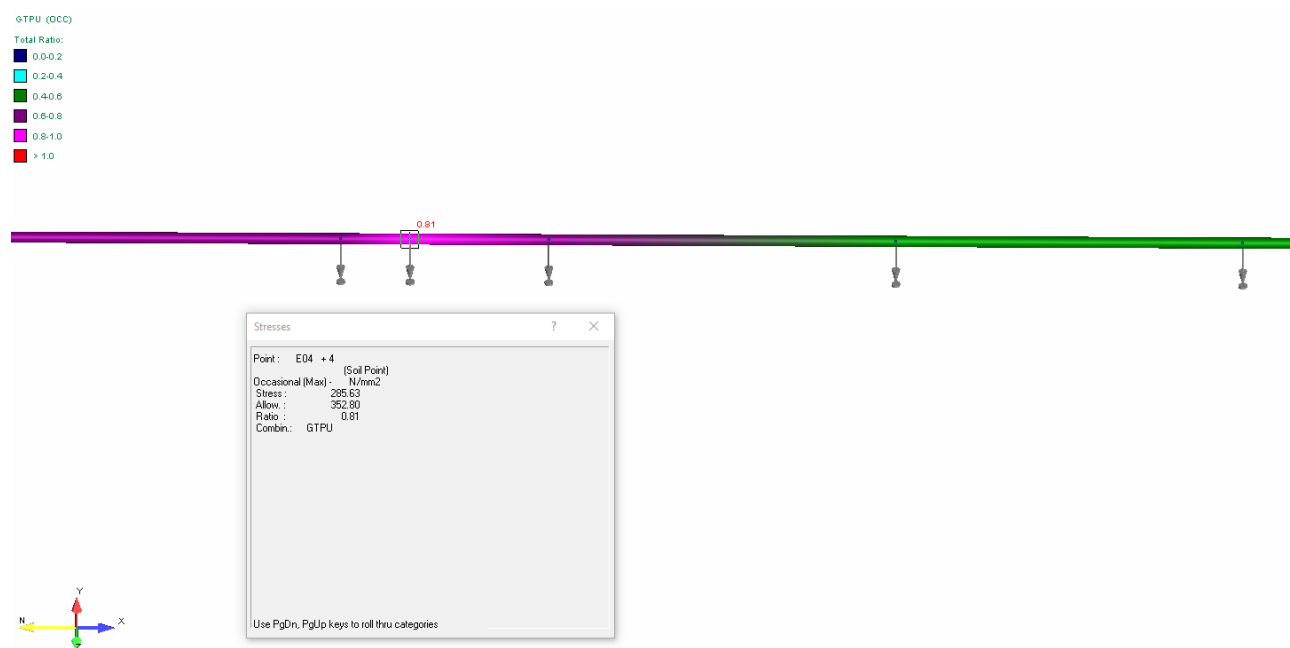


Рисунок 17 – Картина распределения напряжений по Мизесу в районе ПК139+10 с применением теплоизоляции 50мм

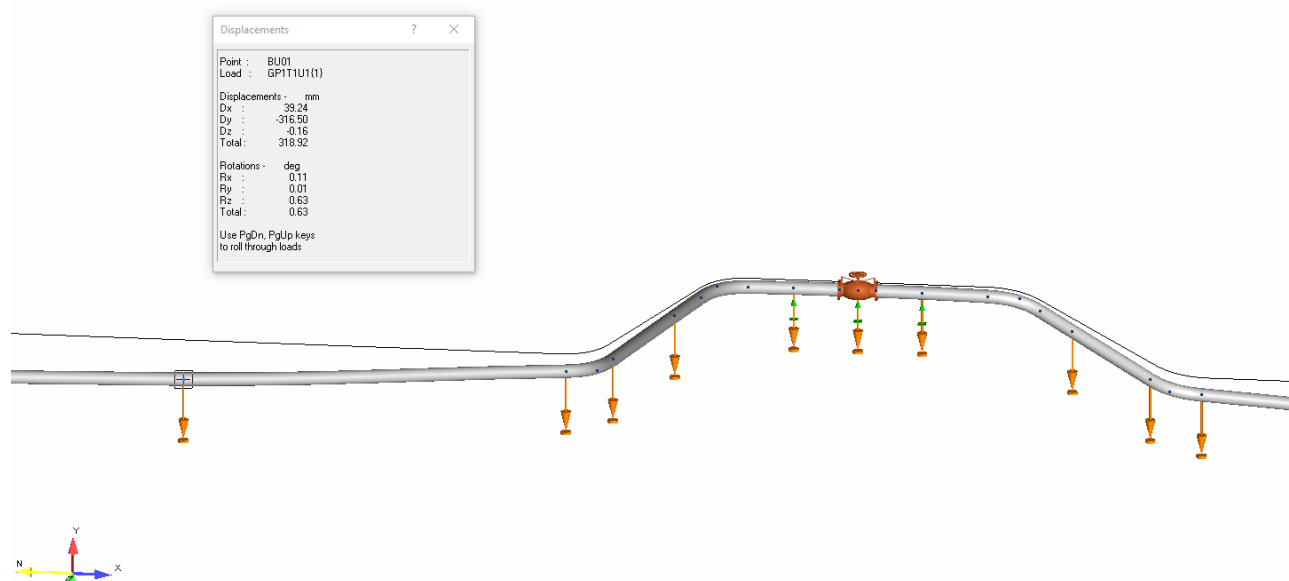


Рисунок 18 – Картина просадки в районе УЗА без теплоизоляции

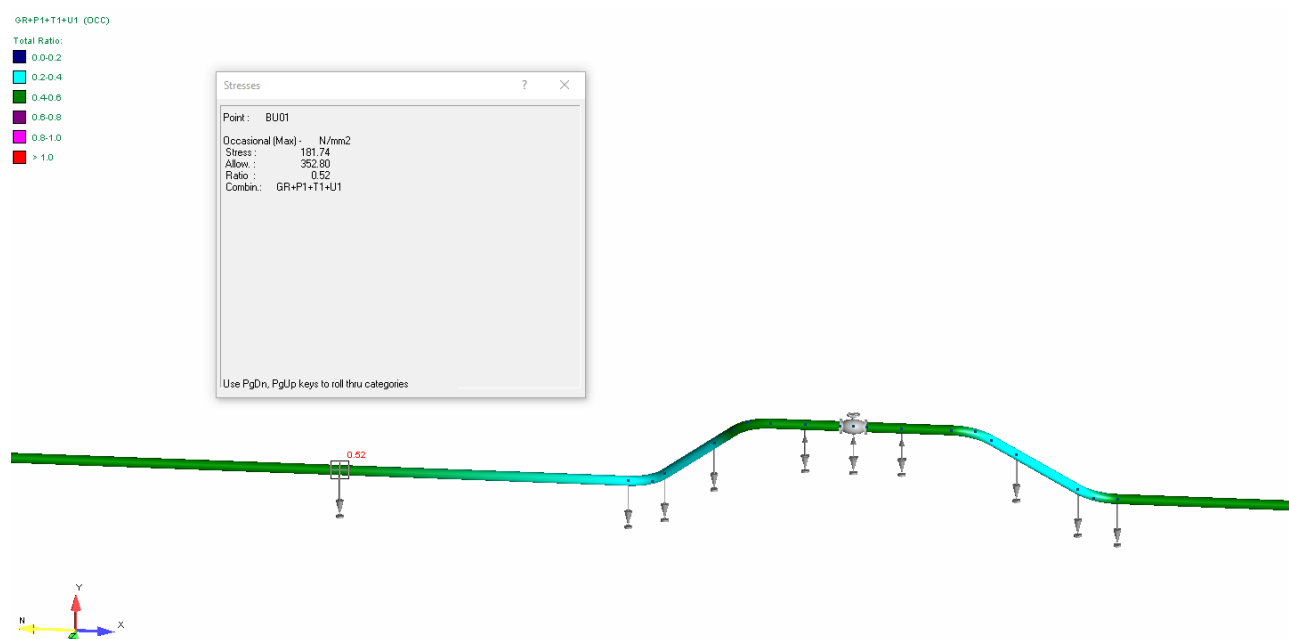


Рисунок 19 – Картина распределения напряжений по Мизесу трубопроводов обвязки УЗА без теплоизоляции

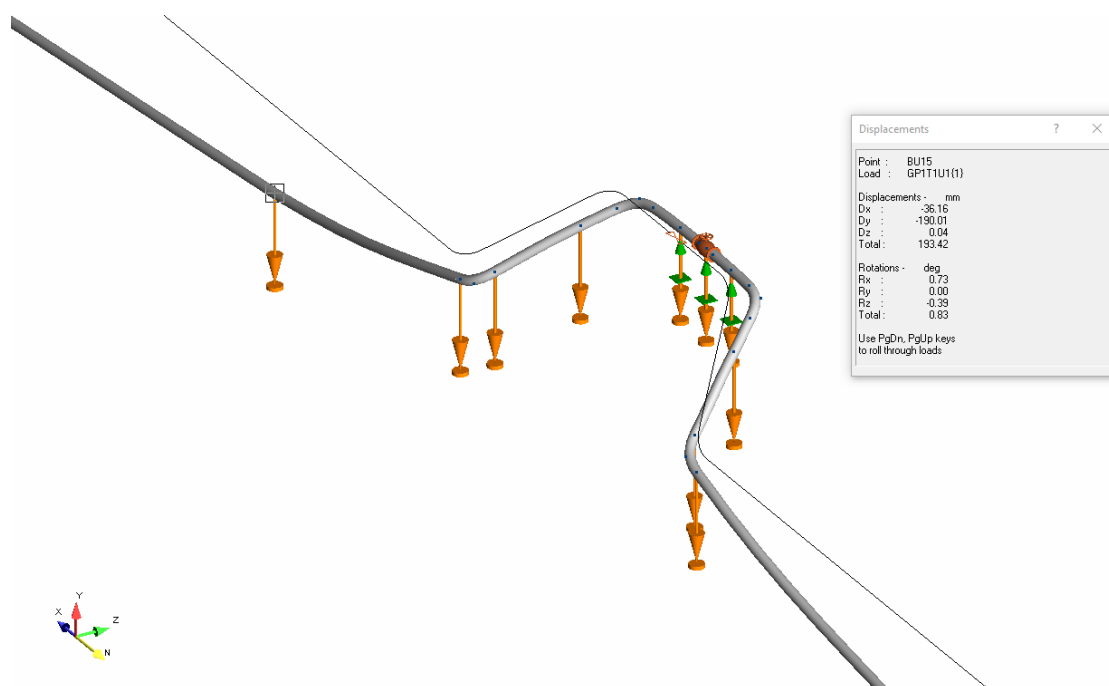


Рисунок 20 – Картина просадки в районе УЗА001 с применением теплоизоляции

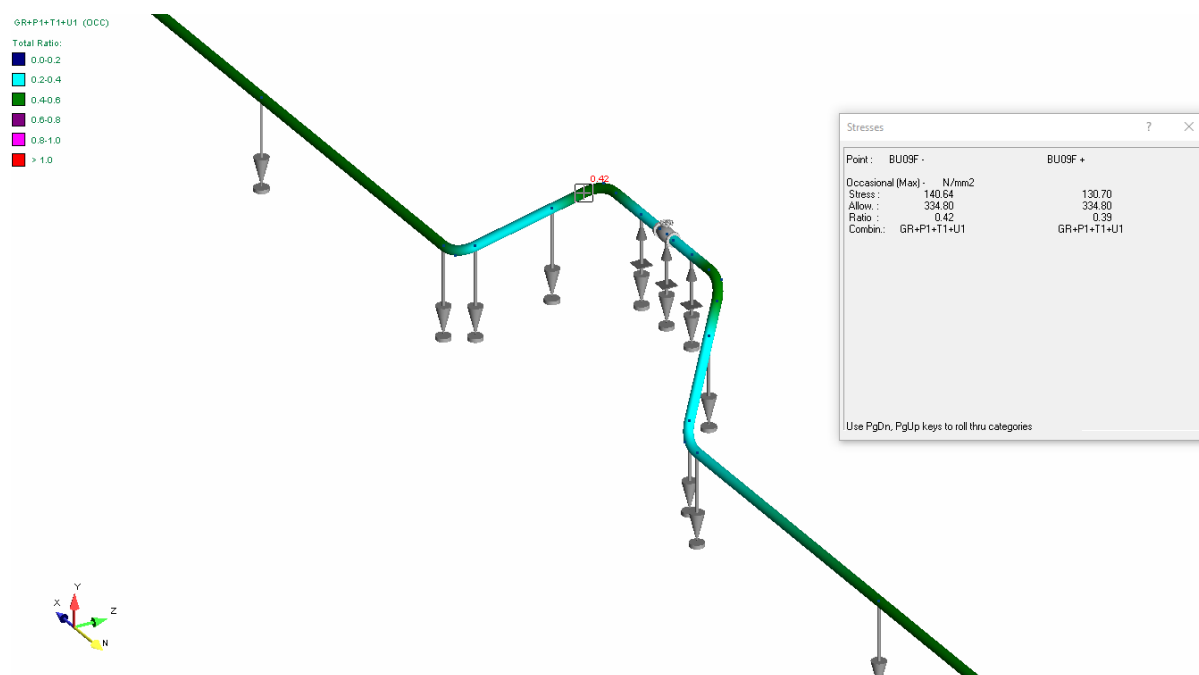


Рисунок 21 – Картина распределения напряжений по Мизесу трубопроводов обвязки УЗА001 с применением теплоизоляции

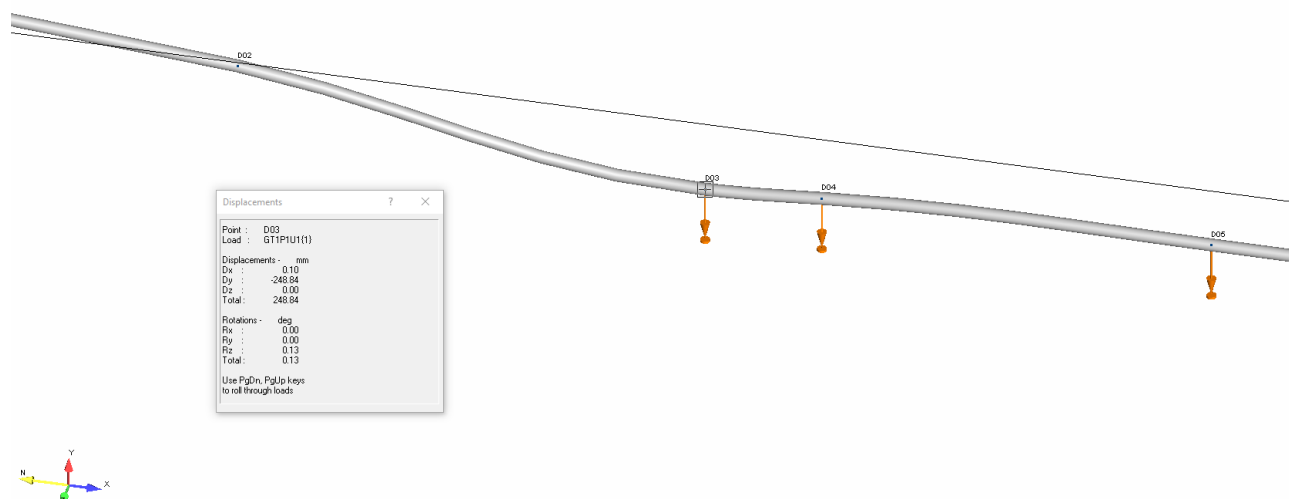


Рисунок 22 – Картина просадки в районе ПК214+55 без теплоизоляции

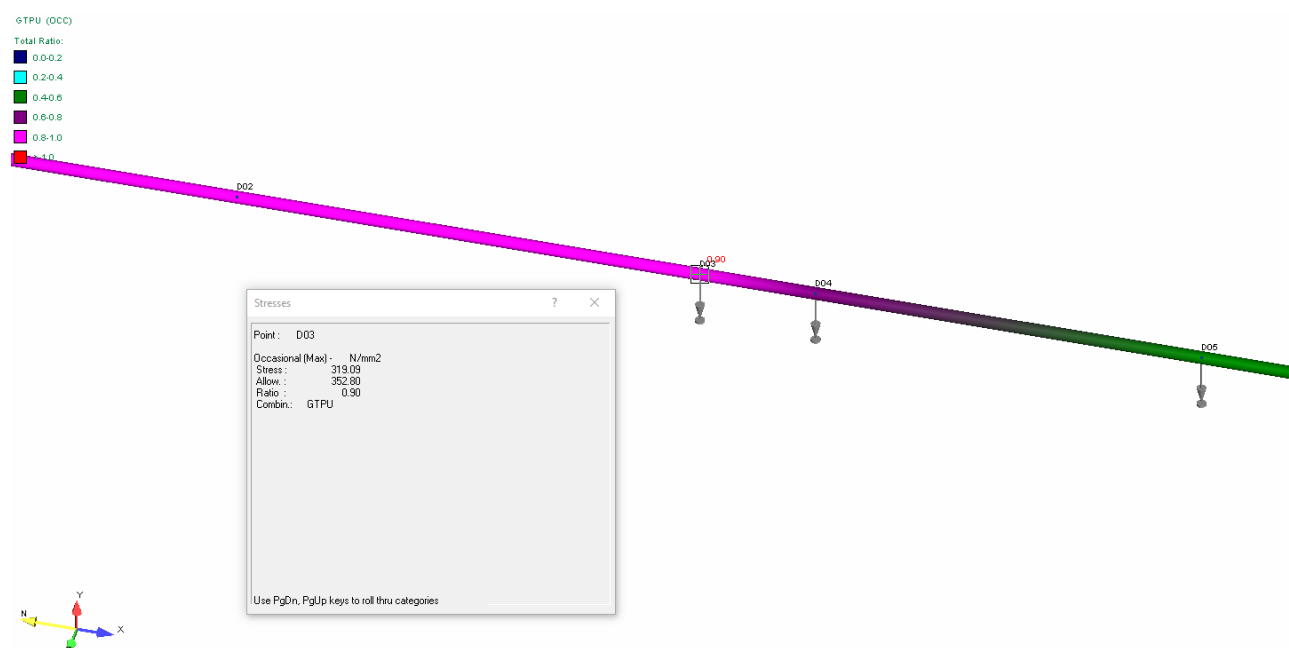


Рисунок 23 – Картина распределения напряжений по Мизесу ПК214+55 без теплоизоляции

Проверка прочности подземных трубопроводов проводится по условию (12.12), (12.13) ГОСТ Р 55990-2014:

$$\sigma_l \leq f \cdot \sigma_y, \text{ если } \sigma_l \geq 0$$

$$\sigma_{eq} \leq f \cdot \sigma_y, \text{ если } \sigma_l \geq 0$$

где σ_l – продольное напряжение, МПа;

σ_{eq} – эквивалентное напряжение по теории Мизеса, МПа;

σ_y – нормативный предел текучести материала труб, МПа;

f – расчетный коэффициент, принимаемый по таблице 16 ГОСТ Р 55990-2014 и равный 0,9 для стадии эксплуатации.

Вызванные просадкой напряжения в трубопроводе представлены в таблице 7.

Таблица 7 - Результаты теплотехнического расчета и проверка условий прочности

Участок трубопровода	Просадка, мм	σ_l , МПа	σ_{eq} , МПа	$f \sigma_y$, МПа	Выполнение условий прочности
Без теплоизоляции					
Узел запуска СОД	До 270	299,2	261,4	352,8	ДА
ПК23а+00-ПК24а+86,4	До 384	364,9	408,1	352,8	НЕТ
УЗА001.1	До 187	124,0	137,6	352,8	ДА
Нефтепровод DN300 ПК54+00 - ПК 55+00	До 346	206,0	315,7	352,8	ДА
Нефтепровод DN300 ПК91+00 - ПК 92+00	До 338	243,6	350,0	352,8	ДА
Нефтепровод DN300 ПК138+00 - ПК 140+00	До 444	262,9	367,9	352,8	НЕТ
УЗА001	До 333	180,2	181,7	352,8	ДА
Нефтепровод DN300 ПК214+00 - ПК 215+00	До 317	241,7	348,3	352,8	ДА
В теплоизоляции					
ПК23а+00-ПК24а+86,4	До 304	297,7	344,1	352,8	ДА
Нефтепровод DN300 ПК138+00 - ПК 140+00	До 283	172,2	285,6	352,8	ДА
УЗА001	До 200	130,8	141,8	352,8	ДА
* Расчетная осадка ММГ отсутствует, в качестве осадки учтен риск консолидации насыпных грунтов					

7 Вывод

По результатам анализа инженерно-геологических и геокриологических условий, прогнозного расчета температурного режима и осадки ММГ в основании трубопроводов, проверочного расчета на прочность напорного нефтепровода проекта «Напорный нефтепровод Тас-Юряхского месторождения. Участок 1» сделаны следующие выводы:

- ММГ имеет островной характер распространения, наиболее опасными являются пограничные зоны ММГ/талики;
- Максимальная расчетная просадка грунтового основания при оттаивании составляет до 444 мм без применения теплоизоляции и до 304 мм с применением теплоизоляции на участках залегания мерзлых суглинков. На участках залегания мерзлых песков расчетная просадка грунтового основания при оттаивании составляет до 346 мм;
- На участках распространения многолетнемерзлых суглинков в основании трубопровода на ПК13а+20...ПК14а+50, ПК16а+40...ПК24а+20, ПК138+80...ПК148+40 (общей протяженностью 1870 м) для сохранения устойчивости основания необходимо применение теплогидроизоляционного слоя трубопровода на основе пенополиуретана толщиной 50 мм;
- Условия прочности согласно ГОСТ Р 55990-2014 выполняются при принятых инженерных мероприятиях;
- В соответствии с требованиями п. 9.6.10 ГОСТ Р 55990-2014 и в качестве компенсации нерасчетных осадков грунта при уплотнении после строительства, опоры трубопроводов перед опуском под землю/ после выхода из-под земли приняты регулируемые, домкратного типа.

Приложение А

Список использованных источников

- 1) Айнбиндер А.Б. Расчёт магистральных и промысловых трубопроводов на прочность и устойчивость: Справочное пособие. – М.: Недра, 1991. – 287 с.;
- 2) ВСН 013-88. «Строительство магистральных и промысловых трубопроводов в условиях вечной мерзлоты»;
- 3) ГОСТ Р 55990-2014 «Месторождения нефтяные и газонефтяные. Промысловые трубопроводы. Нормы проектирования»;
- 4) Кондратьев. К. Я. Актинометрия. – Л. : Гидрометеоролог. изд-во. 1965. – 691 с.
- 5) Кузьмин П.П. Процесс таяния снежного покрова. Л.: Гидрометеиздат. 1961. С.346.;
- 6) Куртнер Д.А., Чудновский А.Ф. Расчет и регулирование теплового режима в открытом и защищенном грунте. – Л.: Гидрометеиздат, 1969
- 7) Кутателадзе С.С. Теплопередача и гидродинамическое сопротивление. – М: Энергоатомиздат. 1990. – 367 с.
- 8) Осокин Н.И., Самойлов Р.С., Сосновский А.В., Жидков В.А., Чернов Р.А. Роль снежного покрова в промерзании грунтов // Известия АН Серия географическая. 2001. № 4. С.52-57;
- 9) Осокин Н.И., Самойлов Р.С., Сосновский А.В., Жидков В.А., Китаев Л.М., Чернов Р.А. Влияние снежного покрова на теплообмен с подстилающей поверхностью. В кн. Оледенение Северной Евразии в недавнем прошлом и ближайшем будущем. Под. ред. В.М. Котлякова. Наука. М.. 2007. С. 15–54. С.368.;
- 10) Павлов А.В. Теплообмен почвы с атмосферой в северных и умеренных широтах территории СССР. – Якутск: ЯКН. 1975. – 304 с.; Павлов А.В. Теплофизика ландшафтов. Новосибирск. Наука. Сиб. отд., 1979. С.286.;
- 11) Паздерин Д.С. Динамика теплового состояния многолетнемерзлых грунтов в основании заглубленного трубопровода с применением охлаждающих устройств (термостабилизаторов) автореф. дис. ... канд. тех. наук. ФГБУН «Институт криосферы Земли Сибирского отделения РАН». Тюмень. 2017.
- 12) РСН 67-87 «Инженерные изыскания для строительства. Составление прогноза изменений температурного режима вечномёрзлых грунтов численными методами»;
- 13) Самарский А.А., Гулин А.В. Численные методы математической физики. М.: Изд-во ЦПИ при механикоматематическом факультете МГУ, 2009. 88 с.

- 14) СП 22.13330.2016. СНиП 2.02.01-83* Актуализированная редакция. «Основания зданий и сооружений»;
- 15) СП 25.13330.2020. СНиП 2.02.04-88 Актуализированная редакция. «Основания и фундаменты на вечномерзлых грунтах»;
- 16) СП 131.13330.2020. СНиП 23-01-99* Актуализированная редакция. «Строительная климатология»;
- 17) Цытович Н.А. Механика мерзлых грунтов: Учебное. пособие. – М.: «Высш. школа». 1973. – 448 с.

Приложение Б
Нормативные и расчетные характеристики физико-механических свойств грунтов

Таблица Б.1 - Нормативные и расчетные значения физико-механических свойств талых и мерзлых грунтов

ИГЭ			209	438	449	458	203	435	445	455	436	446	210	211	
Влажность суммарнаяW tot. д.е.			0,383	0,182	0,211	0,209	-	-	-	-	-	-	0,549	0,257	
Влажность естественная We . д.е.			-	-	-	-	0,374	0,197	0,200	0,215	0,254	0,272			
Влажность мерзлого грунта, расположенного между ледяными прослойками Wm. д.е. (г)			0,314	0,173	0,211	0,199	-	-	-	-	-	-	0,505	0,236	
Влажность мерзлого грунта за счет лед.включений. т.е. линз и прослоек льда Wi. д.е. (в)			0,059	0,009	0,000	0,011	-	-	-	-	-	-	0,044	0,020	
Влажность мерзлого грунта за счет содержащейся в нем при данной Т незамерзшей воды Ww. д.е. (н)			0,185	0,000	0,000	0,000	-	-	-	-	-	-	0,195	0,165	
Влажность мерзлого грунта за счет поро-вого льда. т.е. льда-цемента Wic. д.е. (ц)			0,046	0,173	0,211	0,199	-	-	-	-	-	-	0,310	0,071	
Пластичность		на границе текучести WL. д.е.	0,491	-	-	-	0,467	-	-	-	-	-	0,534	0,467	
		на границе раскатывания Wp. д.е.	0,352	-	-	-	0,333	-	-	-	-	-	-	0,375	0,318
		число пластичности Ip. д.е.	0,14	-	-	-	0,13	-	-	-	-	-	-	0,16	0,15
Показатель текучести PL. д.е.			0,22	-	-	-	0,31	-	-	-	-	-	1,10	-0,42	
Плотность		талого	частиц грунта Ps. г/см3	2,70	2,64	2,655	2,66	2,71	2,64	2,64	2,66	2,63	2,64	2,70	2,70
			грунта P. г/см3	-	-	-	-	1,83	1,84	1,81	1,75	1,92	1,90	-	-
			сухого грунта Pd. г/см3	-	-	-	-	0,06	0,49	1,50	0,40	1,53	0,99	-	-
			Мерзлого	грунта P. г/см3	1,812	1,868	1,839	1,821	-	-	-	-	-	-	1,798
		сухого грунта Pd. г/см3		0,37	1,03	0,938	0,46	-	-	-	-	-	-	-	1,16
Пористость грунта n. %			51	40	43	43	50	42	43	46	42	43		44	
Коэффициент пористости грунта. е. д.е.			1,05	0,67	0,75	0,77	1,02	0,73	0,77	0,84	0,72	0,77	1,33	0,80	
Коэффициент водонасыщения Sr. д.е.			-	-	-	-	0,96	0,74	0,72	0,68	0,93	0,94	-	-	
Льдистость суммарная I tot. д.е.			0,08	0,12	0,220	0,09	-	-	-	-	-	-	0,46	0,15	
Льдистость за счет ледяных включений. т.е. линз и прослоек I i. д.е.			0,053	0,115	0,220	0,088	-	-	-	-	-	-	0,407	0,117	
Льдистость за счет порового льда. т.е.льда-цемента I ic. д.е			0,0	0,0	0,0	0,0	-	-	-	-	-	-	0,1	0,0	

ИГЭ			209	438	449	458	203	435	445	455	436	446	210	211
Степень заполнения льдом и незамерзшей водой пор мерзлого грунта Sr. д.е.			0,84	0,75	0,82	0,76	-	-	-	-	-	-	1,09	0,82
Относительное содержание органического вещ-ва Iom. %.			0,004	-	0,002	0,004	0,003	0,005	0,003	-	-	-	-	-
Степень разложения торфа D др. %			-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-
Засоленность D sal. д е			0,002	0,001	0,001	0,002	-	-	-	-	-	-	-	-
Гранулометрический состав. диаметр частиц в мм. % содержание к навеске	Галька (щебень)	40.00-20.00	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-
		20.00-10.00	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	0,1
	гравий	10.00-20.00	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	0,1
		5.00-10.00	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	26,9
		2.00-5.00	-	-	-	-	-	0,1	0,0	-	0,2	-	-	3,5
	песок	1.00-2.00	-	1,4	-	0,2	-	0,5	0,0	0,1	2,1	0,067	-	2,8
		0.50-1.00	-	4,0	1,882	1,6	-	8,4	0,8	1,0	10,3	1,939	-	4,5
		0.25-0.50	-	58,2	15,982	20,3	-	53,5	23,6	17,9	55,3	21,450	-	2,7
		0.10-0.25	1,3	25,9	69,029	34,2	0,5	24,9	57,4	50,4	23,6	69,111	1,4	12,5
		0.05-0.10	12,9	12,3	13,049	43,5	9,4	12,6	18,1	30,6	8,6	7,433	13,9	35,7
	пыль	0,01-0,05	31,7	-	-	-	39,1	-	-	-	-	-	35,0	7,6
		0.002 - 0.01	23,9	-	-	-	27,2	-	-	-	-	-	23,1	0,5
	глина <0.002 мм		30,3	-	-	-	23,8	-	-	-	-	-	26,6	3,1
Коэффициент фильтрации прир. сложения. м/сут			-	-	-	-	-	5,6	3,6	3,1	6,38	6,460	-	-
Угол откоса. град.	сухой		-	-	-	-	-	35,000	33,300	34,688	31,400	31,400	-	-
	под водой		-	-	-	-	-	27,545	24,600	24,750	22,400	22,400	-	-
Температура. °С			-0,544	-0,620	-0,650	-0,610	-	-	-	-	-	-	-	-
Относительная деформация пучения E fn.%			0,043	0,003	0,028	0,029	0,043	0,013	0,017	0,026	-	-	-	-
Коеф. сжим. при оттаивании mf. МПа-1			0,107	0,050	0,042	0,039	-	-	-	-	-	-	-	0,102
Коэффициент оттаивания Ath. д.ед.			0,062	0,044	0,035	0,032	-	-	-	-	-	-	-	0,062
Коэффициент сжимаемости мерзлого грунта Mf			0,03625	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	0,035
Модуль деформации Мпа			22,11	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	22,90
Предельно длительное значение эквивалентного сцепления МПа (шариковый штамп) Seq			-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-
Сопротивление срезу по поверхности смерзания (грунт-металл) Raf. Мпа			0,10	0,16	0,169	0,17	-	-	-	-	-	-	-	0,10
Сопротивление срезу по поверхности смерзания (мерзлый грунт-грунт) Rsh. Мпа			0,19	0,18	0,185	0,20	-	-	-	-	-	-	-	0,20
Предел прочности на одноосное сжатие Rc. Мпа			-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-
Модуль деформации компрес. E, Мпа			-	-	-	-	4,6	-	-	-	-	-	-	-
Угол внутреннего трения, градус,			-	-	-	-	15	-	-	-	-	-	-	-

ИГЭ		209	438	449	458	203	435	445	455	436	446	210	211
Удельное сцепление, С, Мпа		-	-	-	-	0,013	-	-	-	-	-	-	-
Модуль деформации трехосн. Е, Мпа		-	-	-	-	7,00	-	-	-	-	-	-	-
Угол внутреннего трения трехосн, градус,		-	-	-	-	15	-	-	-	-	-	-	-
Удельное сцепление трехосн, С, Мпа		-	-	-	-	0,01	-	-	-	-	-	-	-
Теплопр-сть. λ. Вт/(м°С)	мерзлый грунт	1,57	2,22	2,18	2,09	1,56	2,20	2,31	2,08	2,53	2,56	1,57	1,45
	талый грунт	1,77	1,99	1,94	1,84	1,76	1,95	1,96	1,83	2,29	2,34	1,87	1,67
Объемная теплоем-сть. Дж/м3*°С*10^-6	мерзлый грунт	3,23	2,08	2,05	2,00	3,29	2,06	2,06	2,00	2,24	2,25	3,22	2,88
	талый грунт	2,24	2,67	2,65	2,60	2,29	2,70	2,73	2,64	3,02	3,07	2,13	2,12
Температура начала замерзания	Tbf °С	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-

Приложение В

Результаты расчетов растепления

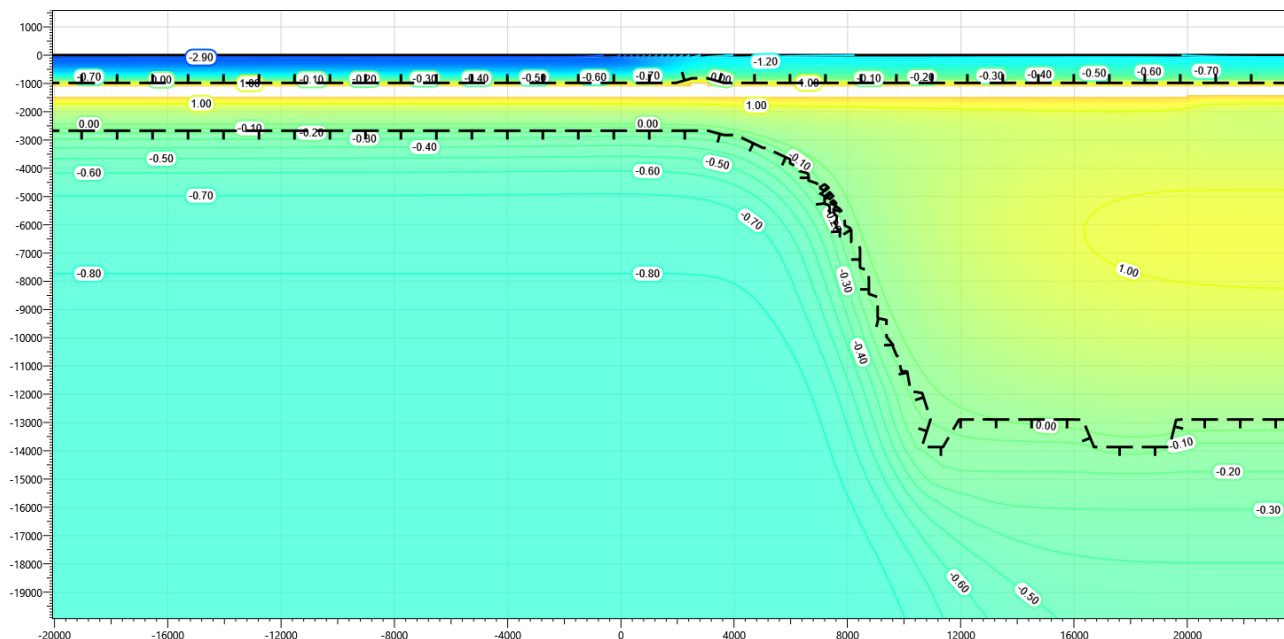


Рисунок В.1 – Температурное распределение в районе участка проектируемого напорного нефтепровода без теплоизоляции в районе ПК23+00 – ПК24+86. Конец зимнего сезона первый год эксплуатации.

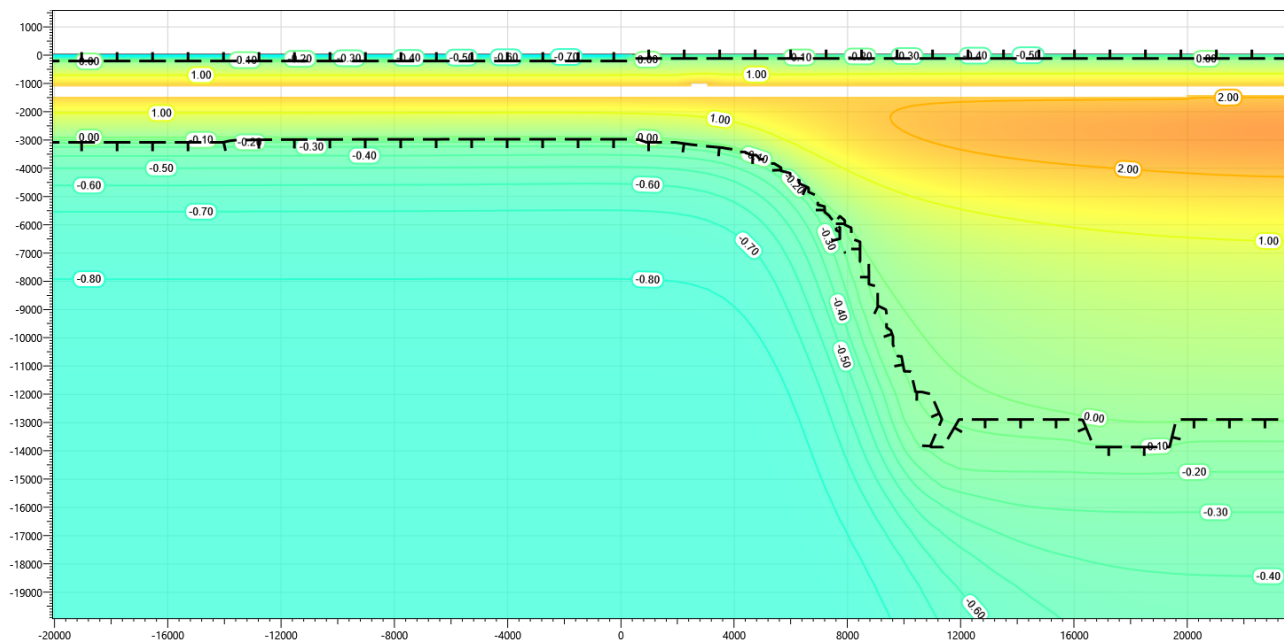


Рисунок В.2 – Температурное распределение в районе участка проектируемого напорного нефтепровода в районе ПК23+00 – ПК24+86. Без теплоизоляции. Конец летнего сезона первый год эксплуатации.

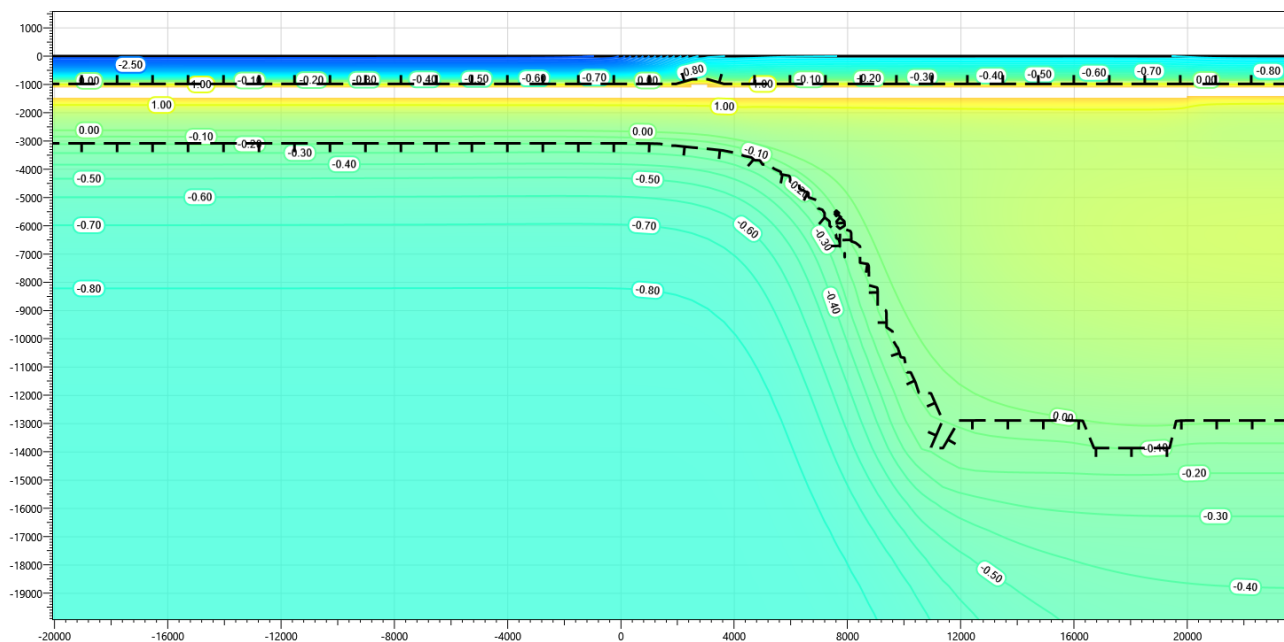


Рисунок В.3 – Температурное распределение в районе участка проектируемого напорного нефтепровода без теплоизоляции в районе ПК23+00 – ПК24+86. Конец зимнего сезона второй год эксплуатации.

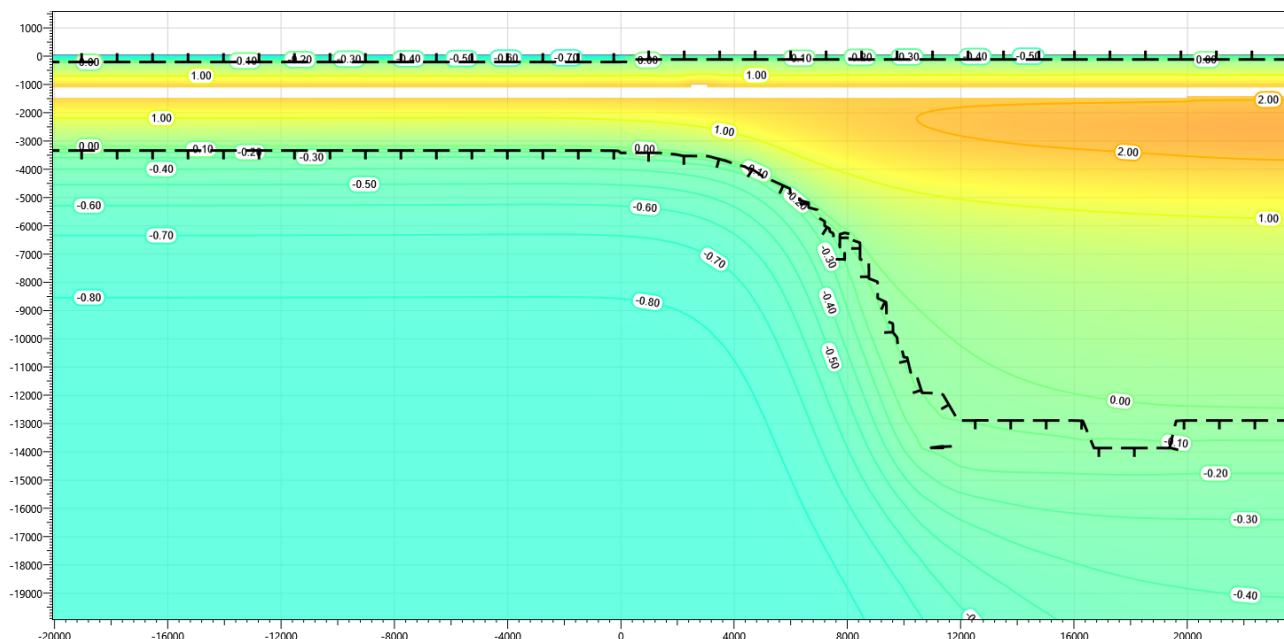


Рисунок В.4 – Температурное распределение в районе участка проектируемого напорного нефтепровода без теплоизоляции в районе ПК23+00 – ПК24+86. Конец летнего сезона второй год эксплуатации.

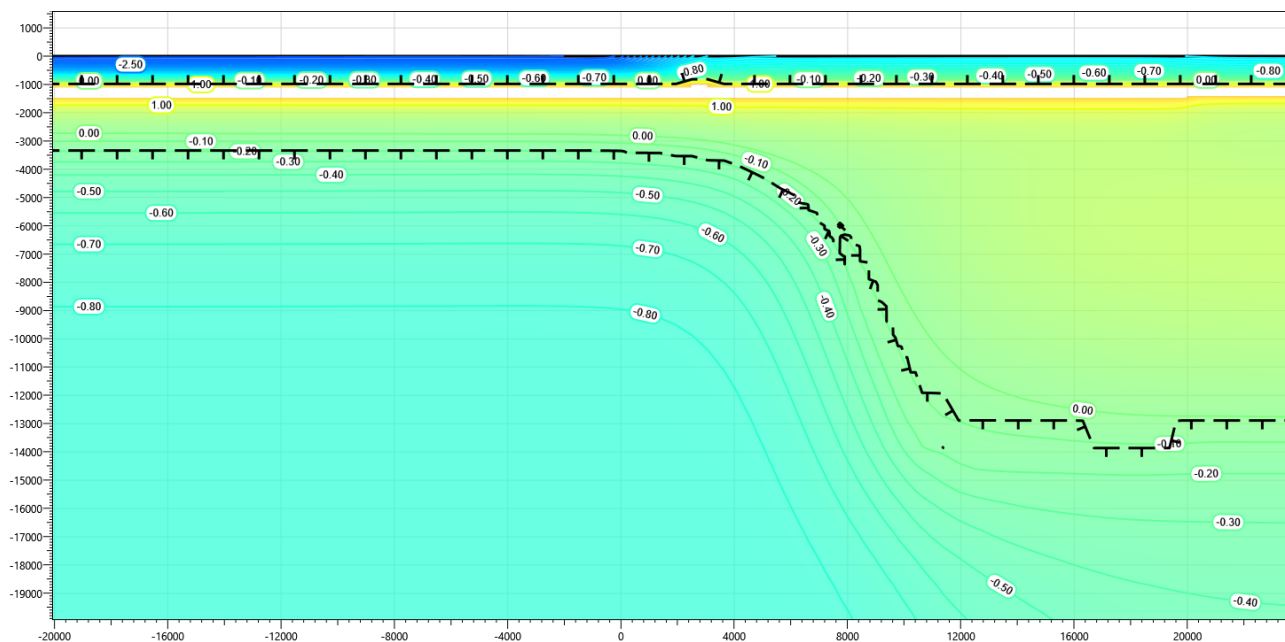


Рисунок В.5 – Температурное распределение в районе участка проектируемого напорного нефтепровода без теплоизоляции в районе ПК23+00 – ПК24+86. Конец зимнего сезона третий год эксплуатации.

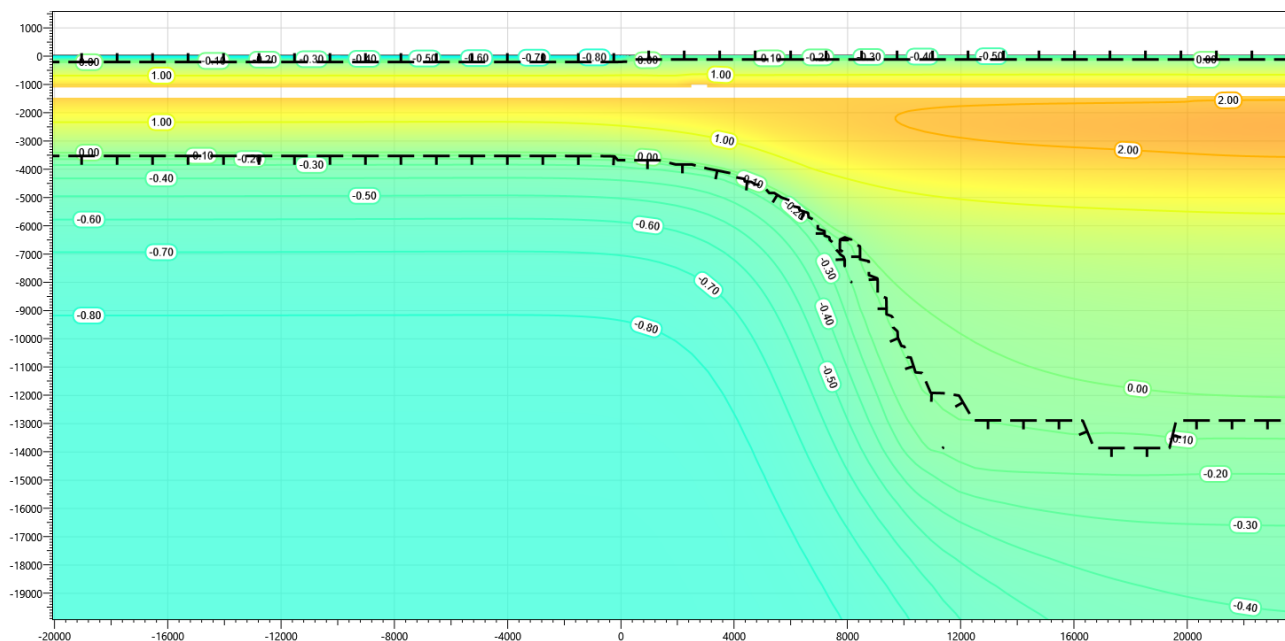


Рисунок В.6 – Температурное распределение в районе участка проектируемого напорного нефтепровода без теплоизоляции в районе ПК23+00 – ПК24+86. Конец летнего сезона третий год эксплуатации.

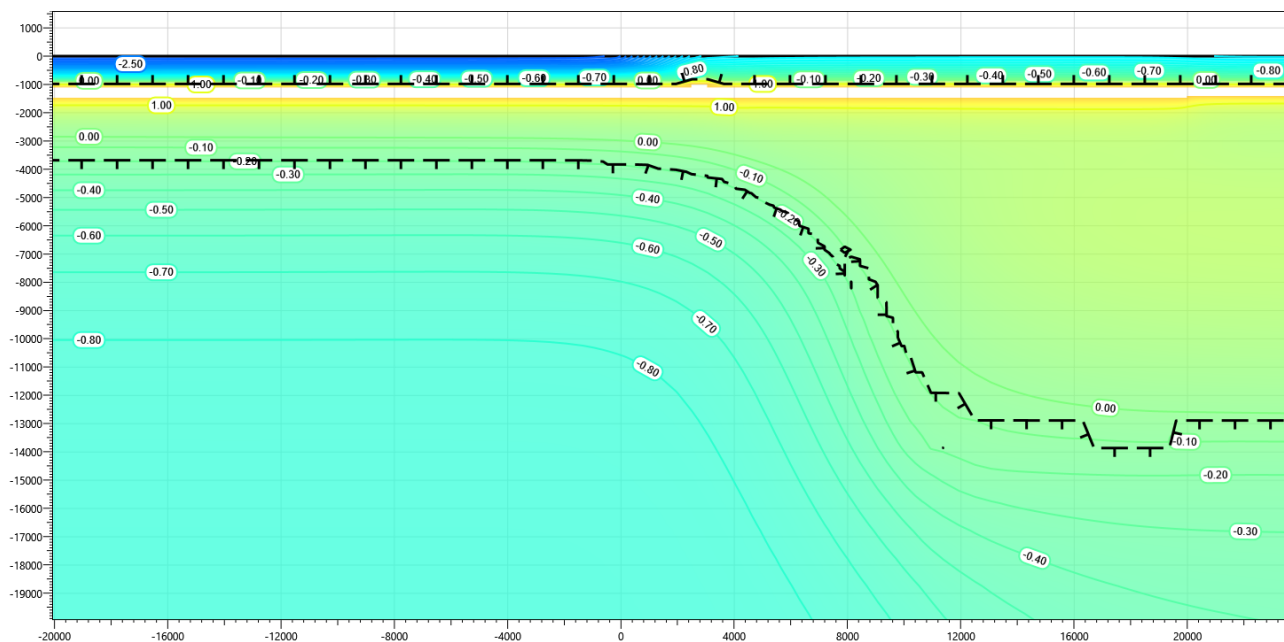


Рисунок В.7 – Температурное распределение в районе участка проектируемого напорного нефтепровода без теплоизоляции в районе ПК23+00 – ПК24+86. Конец зимнего сезона пятый год эксплуатации.

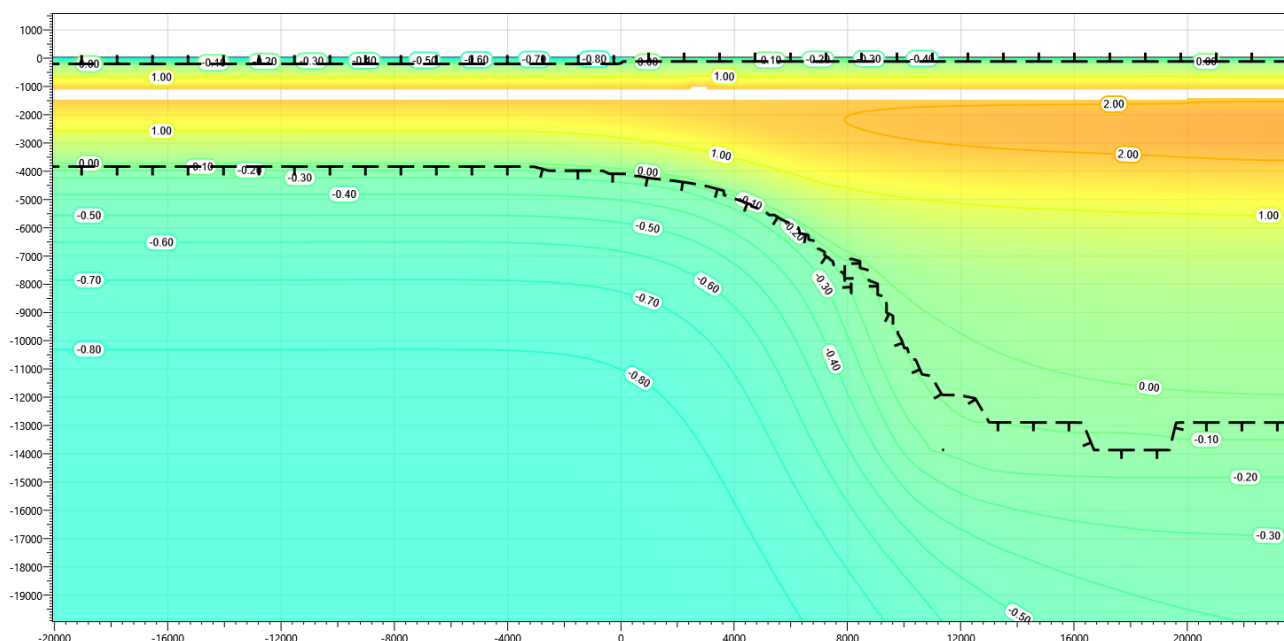


Рисунок В.8 – Температурное распределение в районе участка проектируемого напорного нефтепровода без теплоизоляции в районе ПК23+00 – ПК24+86. Конец летнего сезона пятый год эксплуатации.

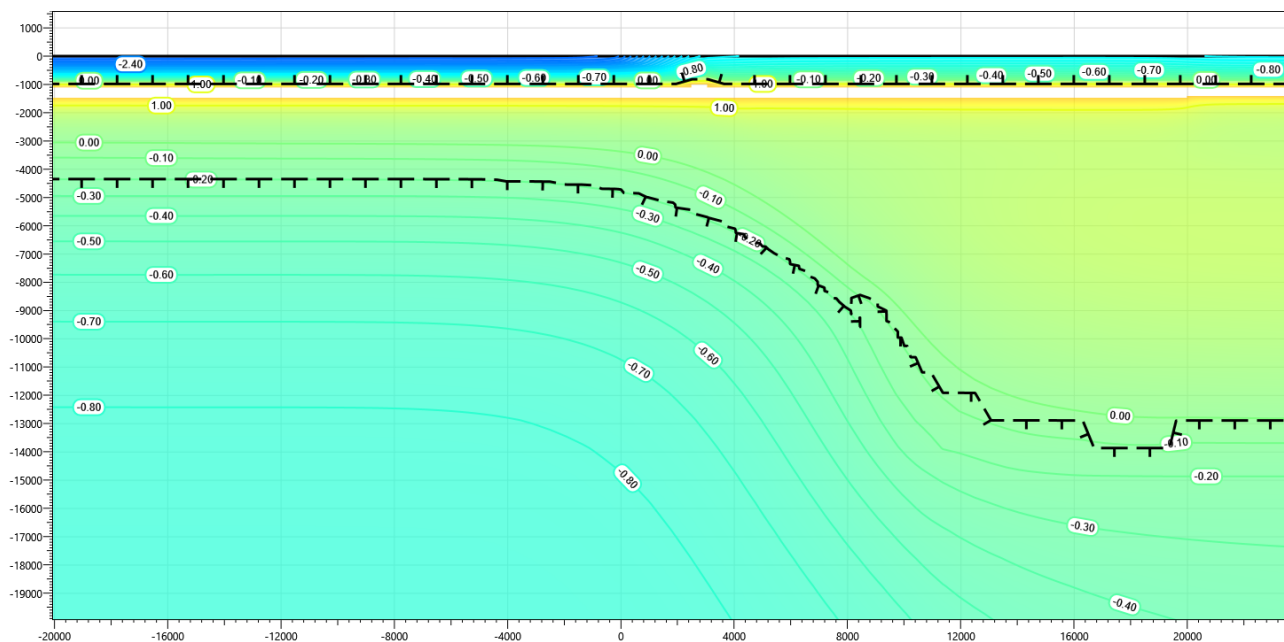


Рисунок В.9 – Температурное распределение в районе участка проектируемого напорного нефтепровода без теплоизоляции в районе ПК23+00 – ПК24+86. Конец зимнего сезона десятый год эксплуатации.

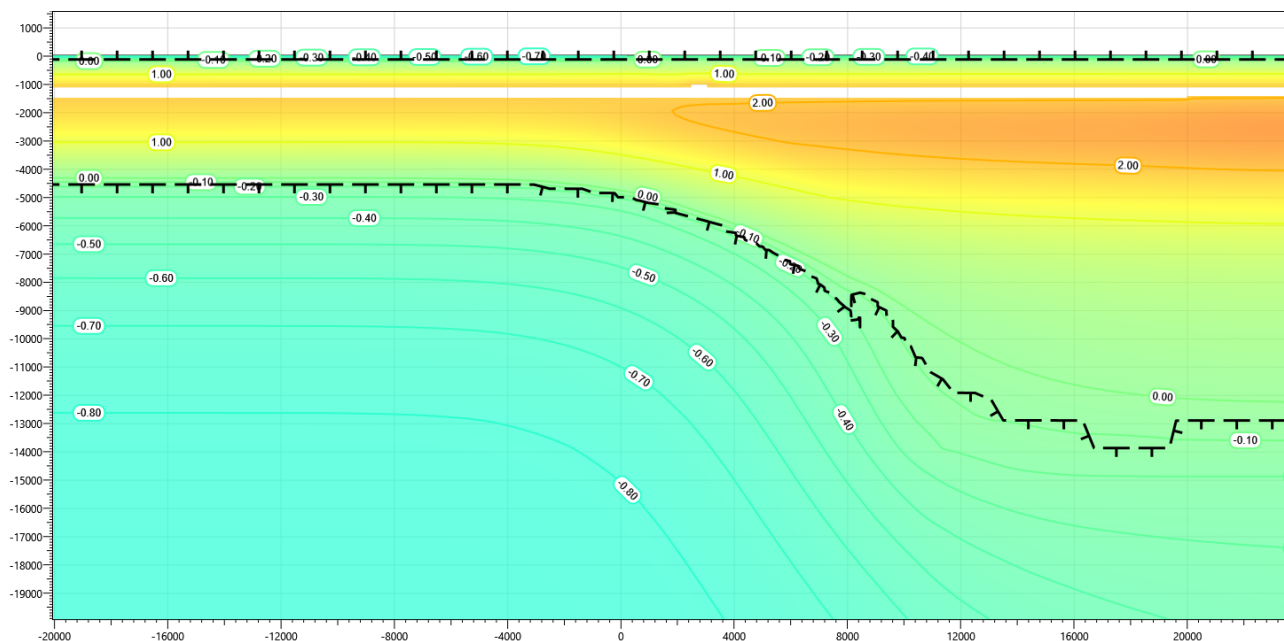


Рисунок В.10 – Температурное распределение в районе участка проектируемого напорного нефтепровода без теплоизоляции в районе ПК23+00 – ПК24+86. Конец летнего сезона десятый год эксплуатации.

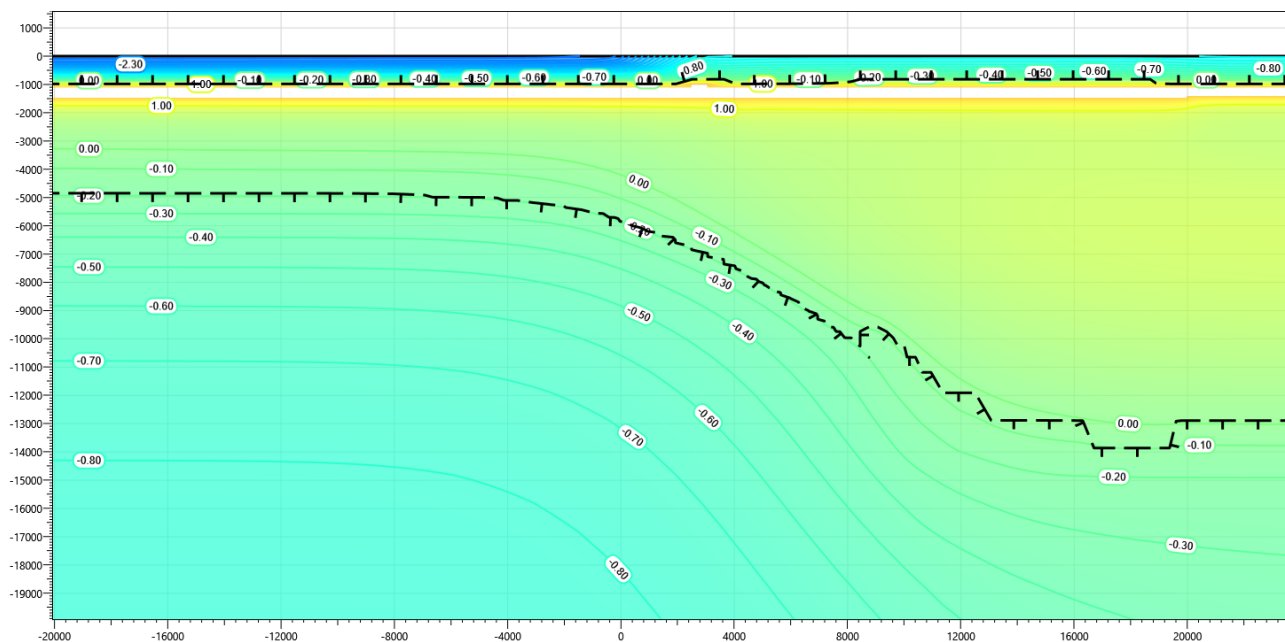


Рисунок В.11 – Температурное распределение в районе участка проектируемого напорного нефтепровода без теплоизоляции в районе ПК23+00 – ПК24+86. Конец зимнего сезона пятнадцатый год эксплуатации.

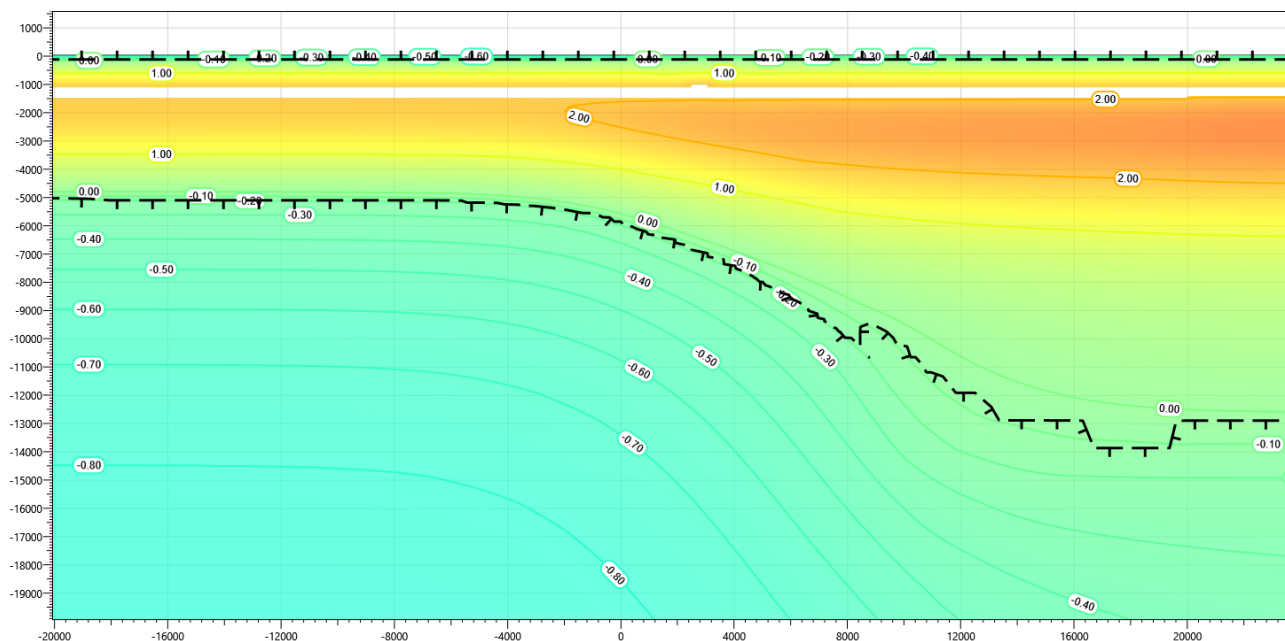


Рисунок В.12 – Температурное распределение в районе участка проектируемого напорного нефтепровода без теплоизоляции в районе ПК23+00 – ПК24+86. Конец летнего сезона пятнадцатый год эксплуатации.

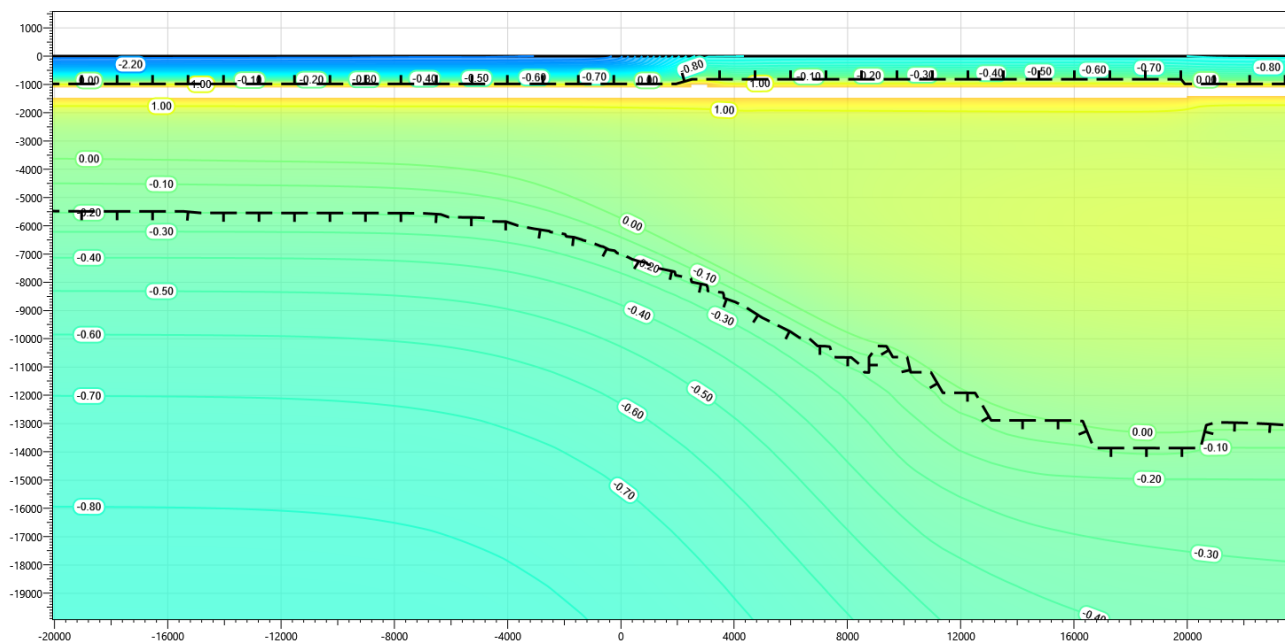


Рисунок В.13 – Температурное распределение в районе участка проектируемого напорного нефтепровода без теплоизоляции в районе ПК23+00 – ПК24+86. Конец зимнего сезона двадцатый год эксплуатации.

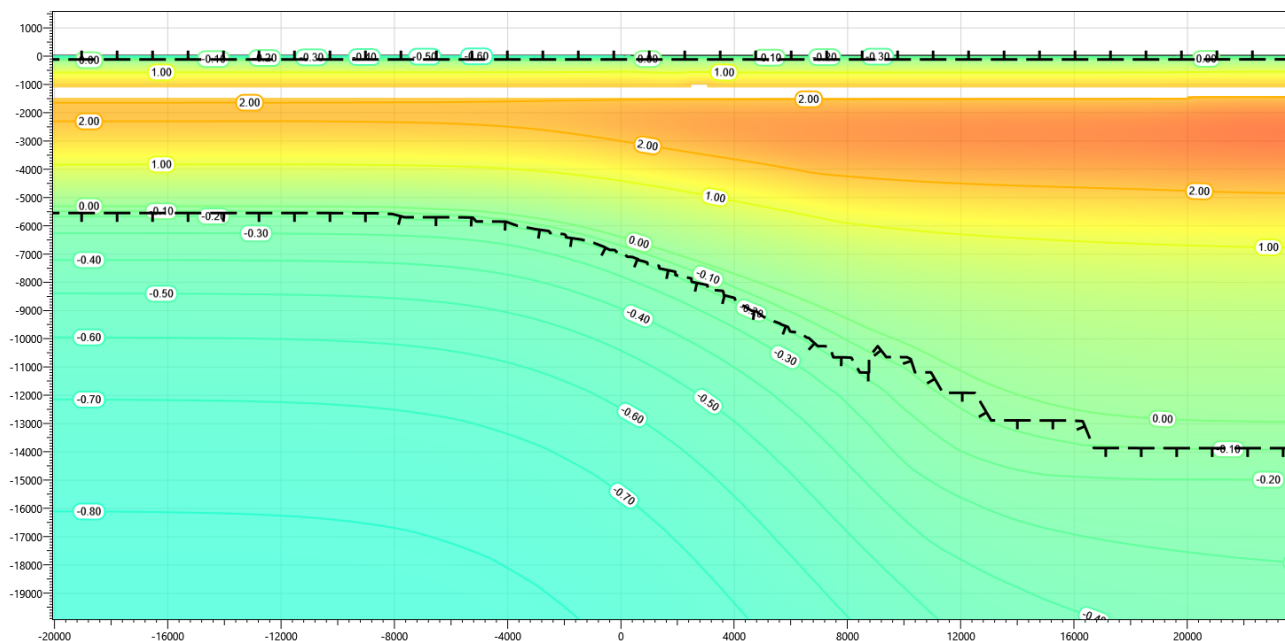


Рисунок В.14 – Температурное распределение в районе участка проектируемого напорного нефтепровода без теплоизоляции в районе ПК23+00 – ПК24+86. Конец летнего сезона двадцатый год эксплуатации.

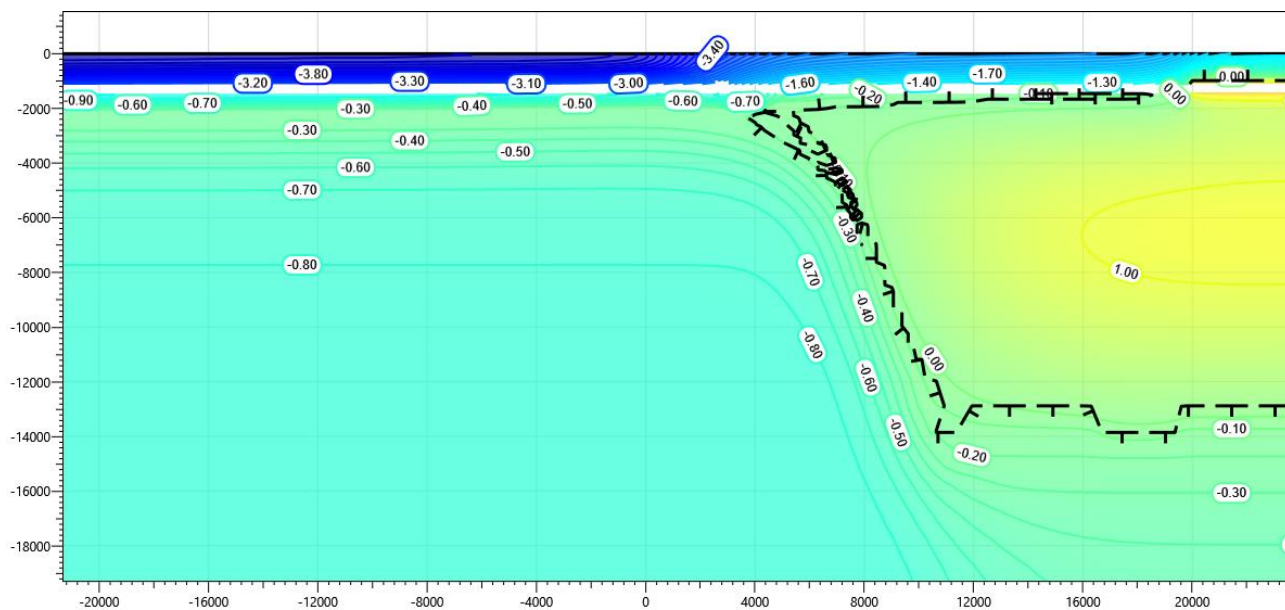


Рисунок В.15 – Температурное распределение в районе участка проектируемого напорного нефтепровода без теплоизоляции в районе ПК23+00 – ПК24+86. Конец зимнего сезона первый год эксплуатации.

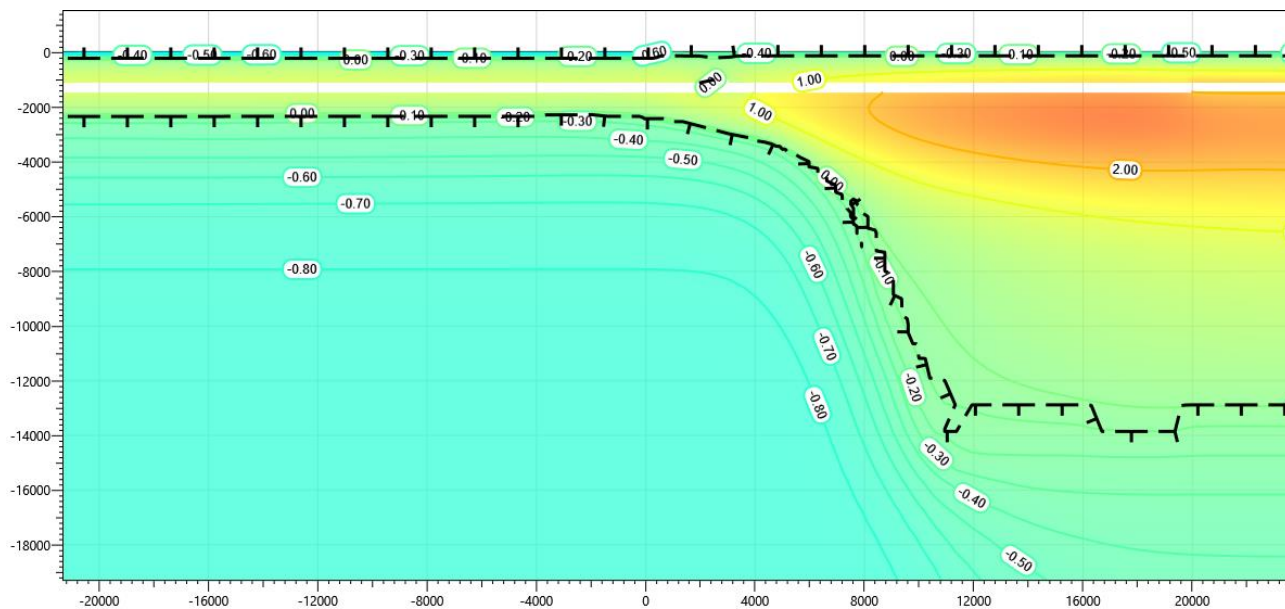


Рисунок В.16 – Температурное распределение в районе участка проектируемого напорного нефтепровода в районе ПК23+00 – ПК24+86. Без теплоизоляции. Конец летнего сезона первый год эксплуатации.

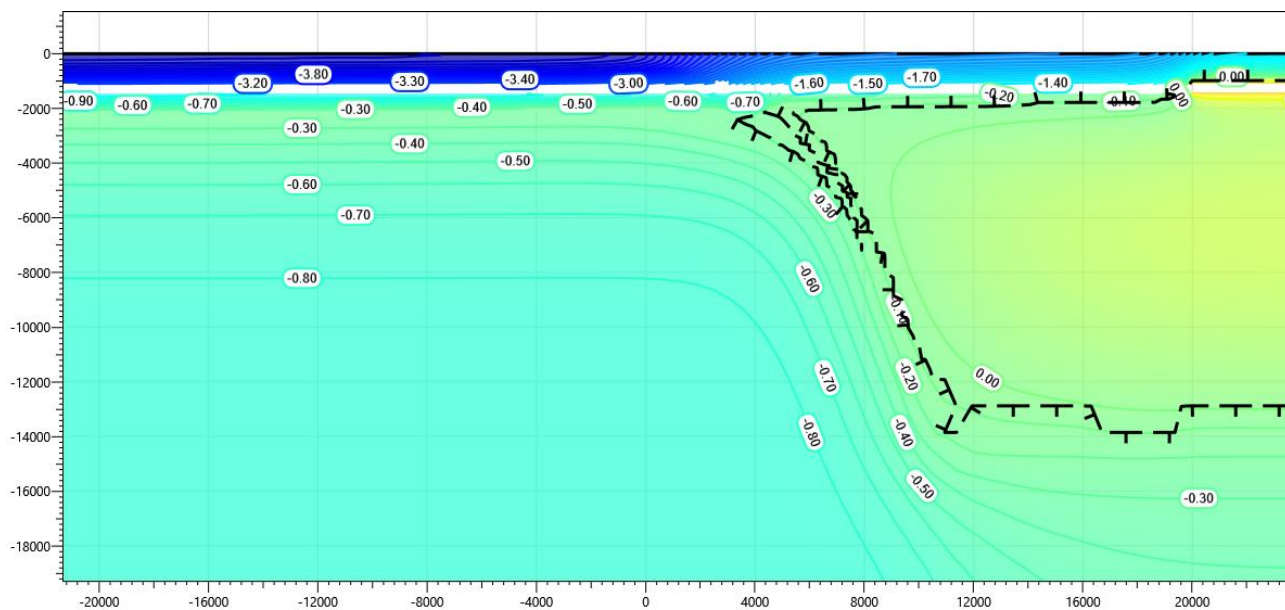


Рисунок В.17 – Температурное распределение в районе участка проектируемого напорного нефтепровода без теплоизоляции в районе ПК23+00 – ПК24+86. Конец зимнего сезона второй год эксплуатации.

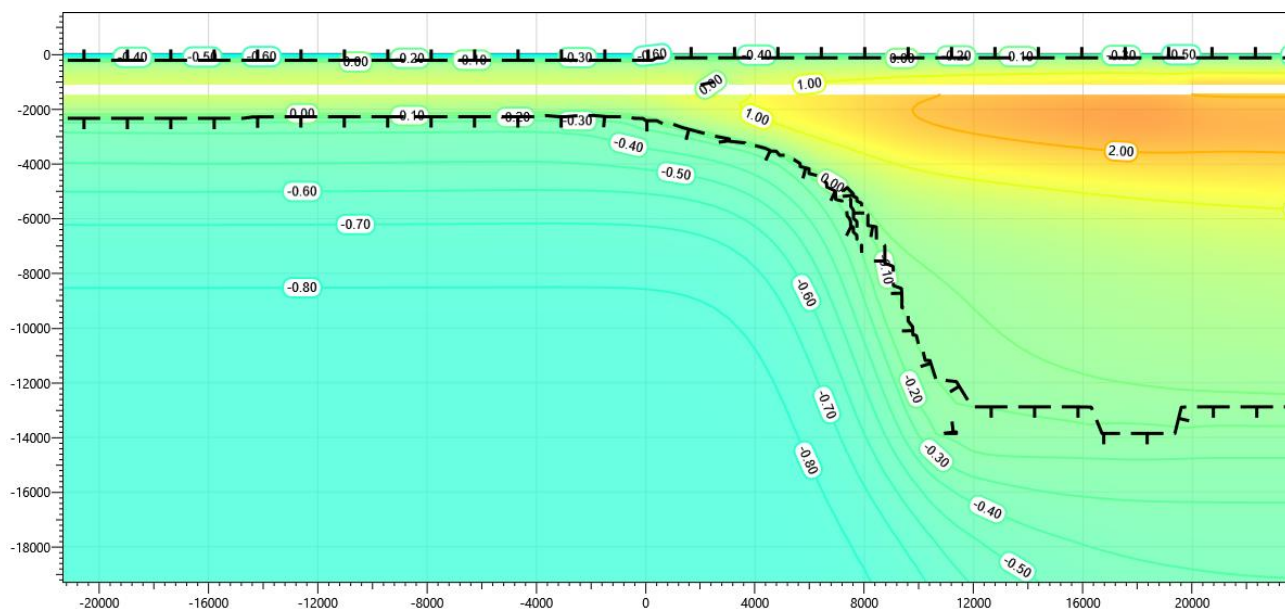


Рисунок В.18 – Температурное распределение в районе участка проектируемого напорного нефтепровода без теплоизоляции в районе ПК23+00 – ПК24+86. Конец летнего сезона второй год эксплуатации.

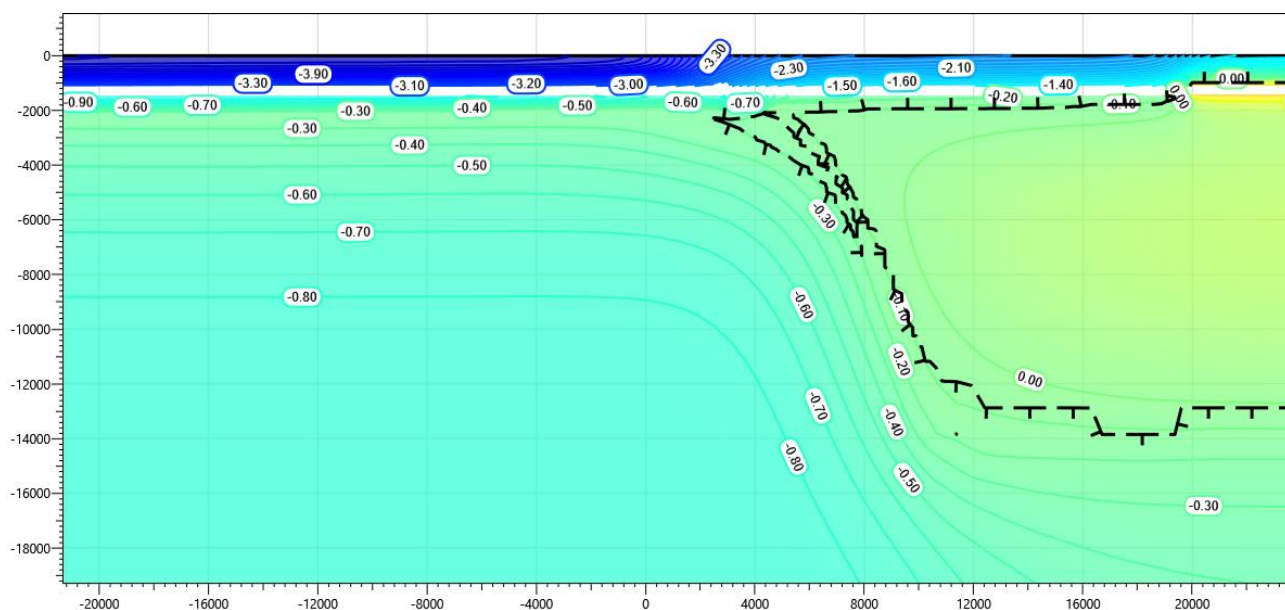


Рисунок В.19 – Температурное распределение в районе участка проектируемого напорного нефтепровода без теплоизоляции в районе ПК23+00 – ПК24+86. Конец зимнего сезона третий год эксплуатации.

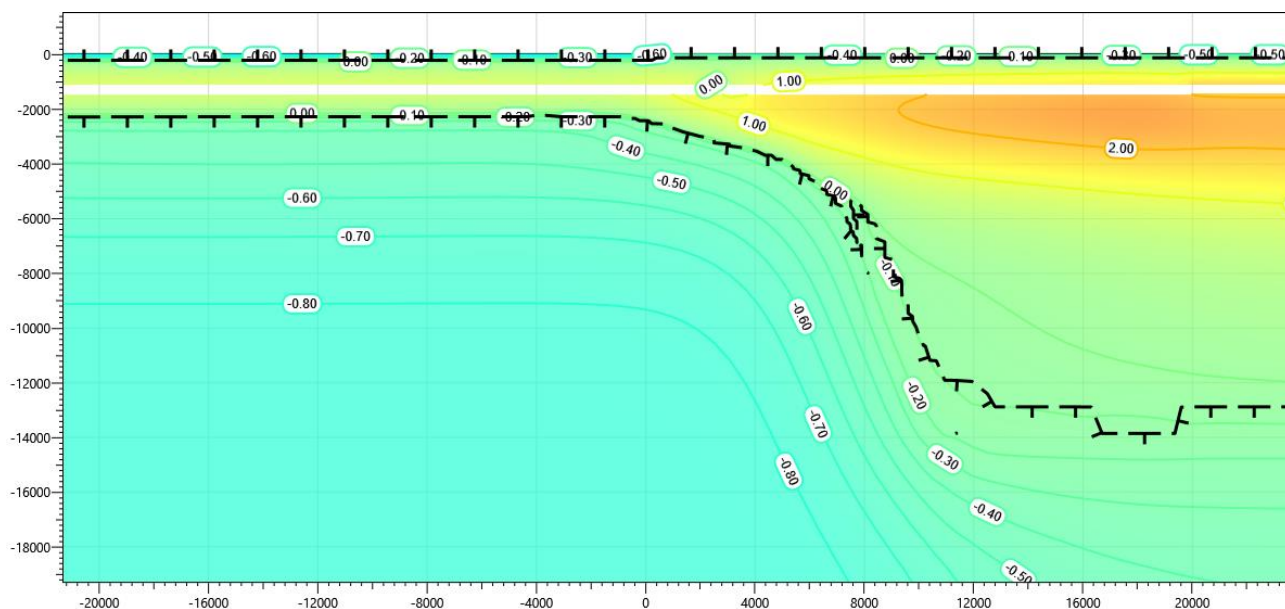


Рисунок В.20 – Температурное распределение в районе участка проектируемого напорного нефтепровода без теплоизоляции в районе ПК23+00 – ПК24+86. Конец летнего сезона третий год эксплуатации.

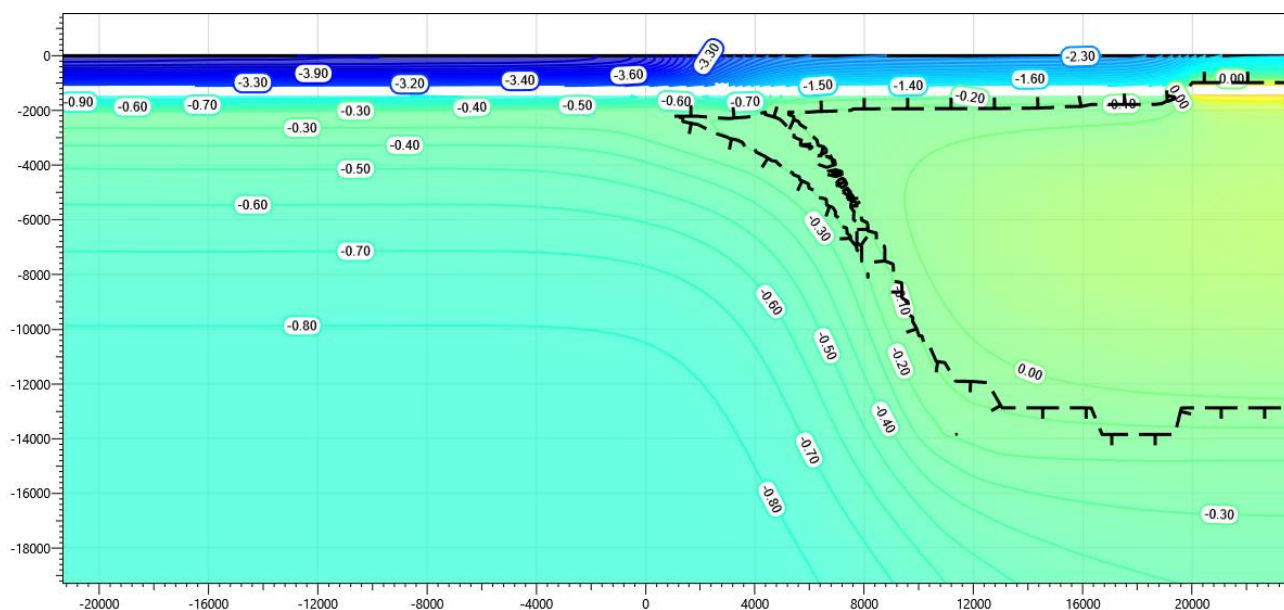


Рисунок В.21 – Температурное распределение в районе участка проектируемого напорного нефтепровода без теплоизоляции в районе ПК23+00 – ПК24+86. Конец зимнего сезона пятый год эксплуатации.

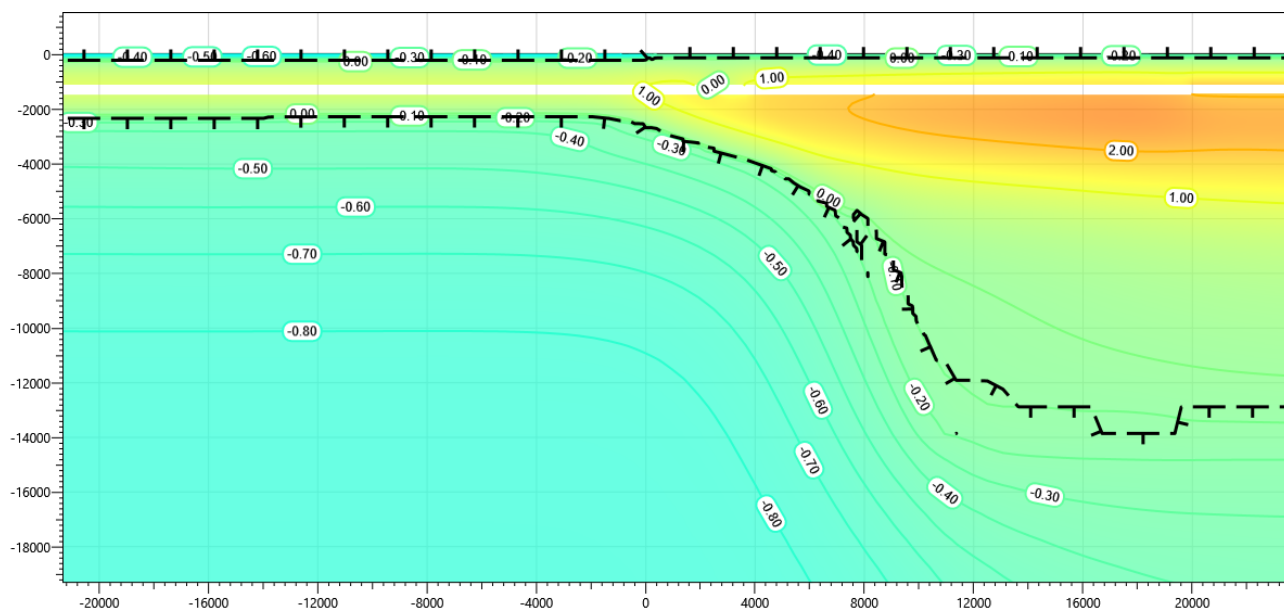


Рисунок В.22 – Температурное распределение в районе участка проектируемого напорного нефтепровода без теплоизоляции в районе ПК23+00 – ПК24+86. Конец летнего сезона пятый год эксплуатации.

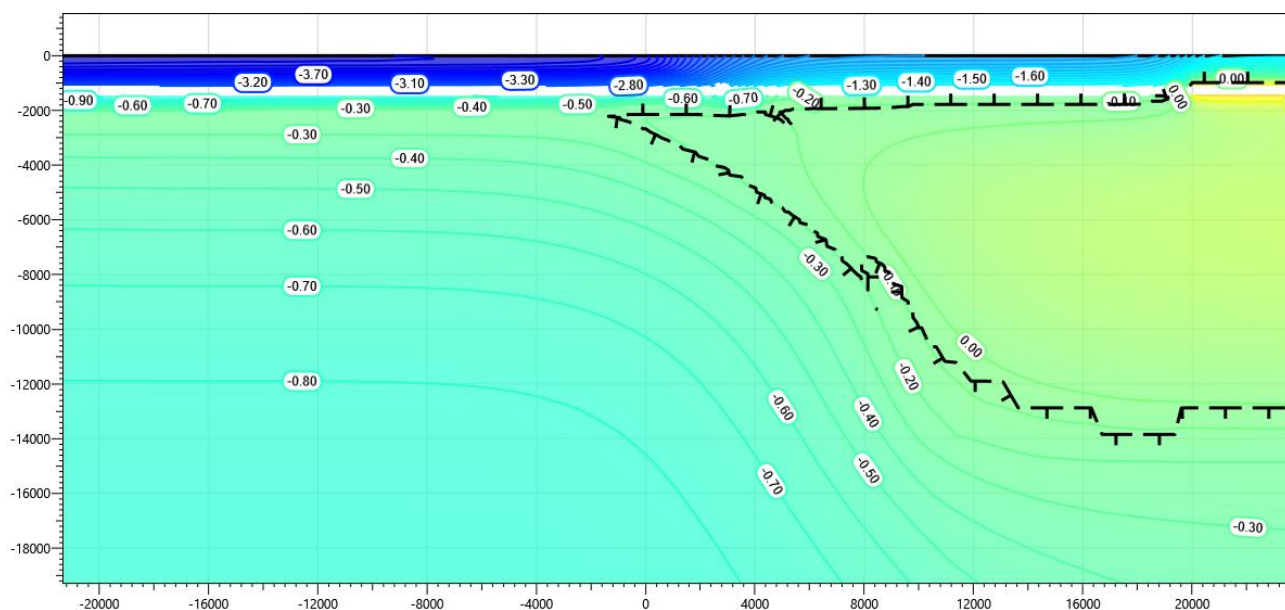


Рисунок В.23 – Температурное распределение в районе участка проектируемого напорного нефтепровода без теплоизоляции в районе ПК23+00 – ПК24+86. Конец зимнего сезона десятый год эксплуатации.

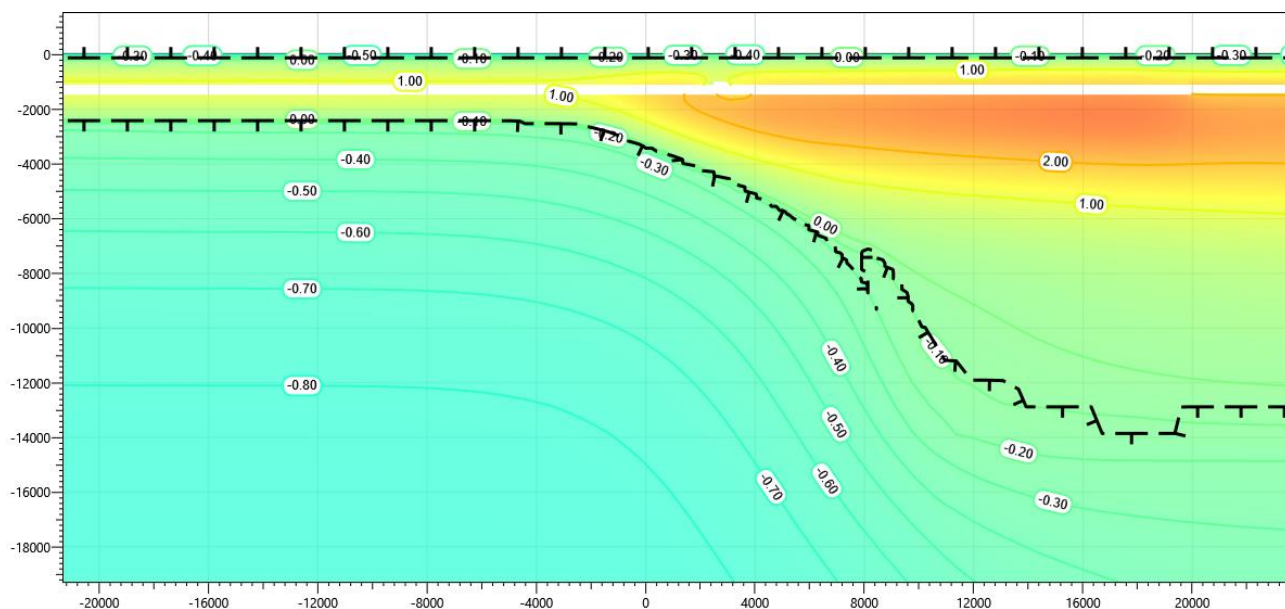


Рисунок В.24 – Температурное распределение в районе участка проектируемого напорного нефтепровода без теплоизоляции в районе ПК23+00 – ПК24+86. Конец летнего сезона десятый год эксплуатации.

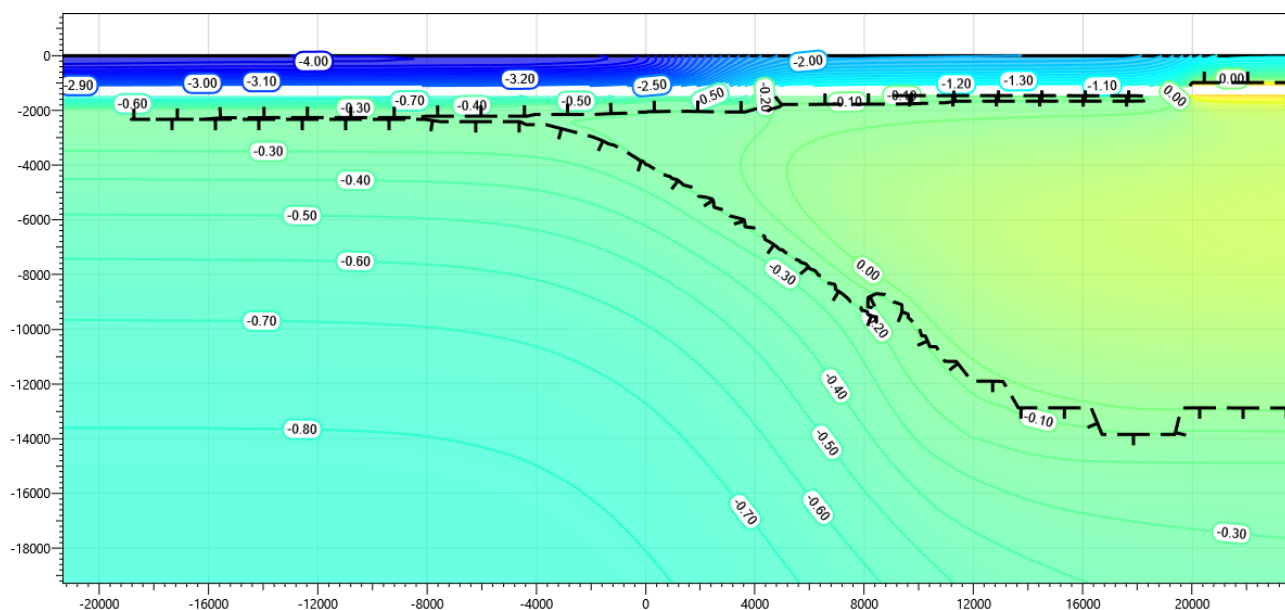


Рисунок В.25 – Температурное распределение в районе участка проектируемого напорного нефтепровода без теплоизоляции в районе ПК23+00 – ПК24+86. Конец зимнего сезона пятнадцатый год эксплуатации.

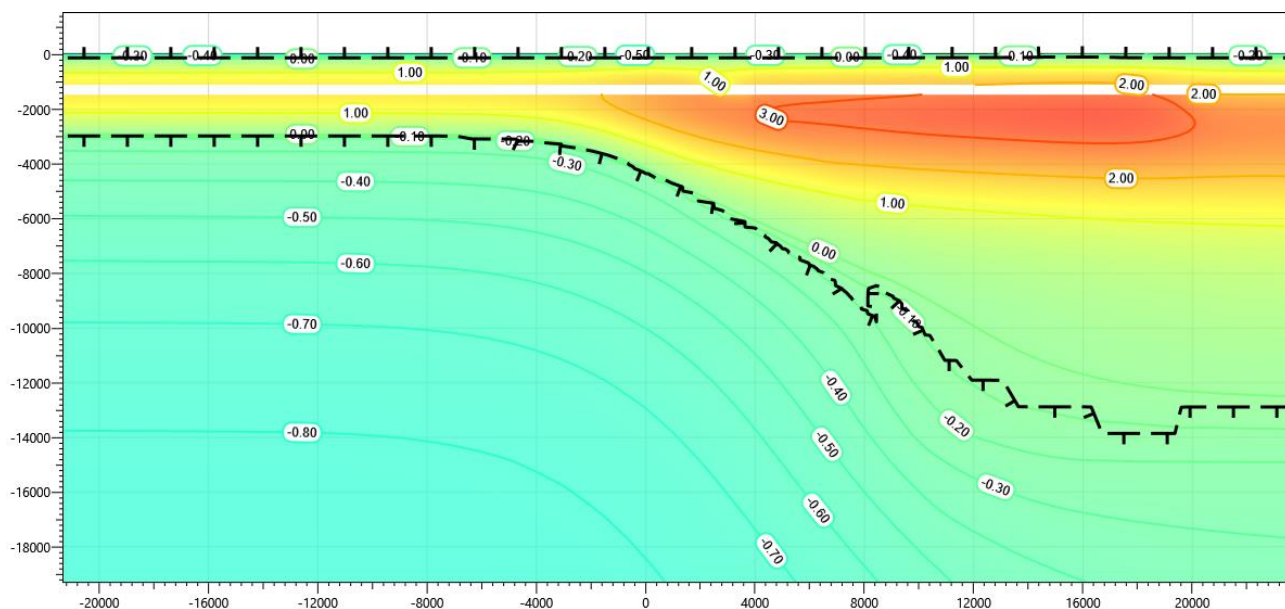


Рисунок В.26 – Температурное распределение в районе участка проектируемого напорного нефтепровода без теплоизоляции в районе ПК23+00 – ПК24+86. Конец летнего сезона пятнадцатый год эксплуатации.

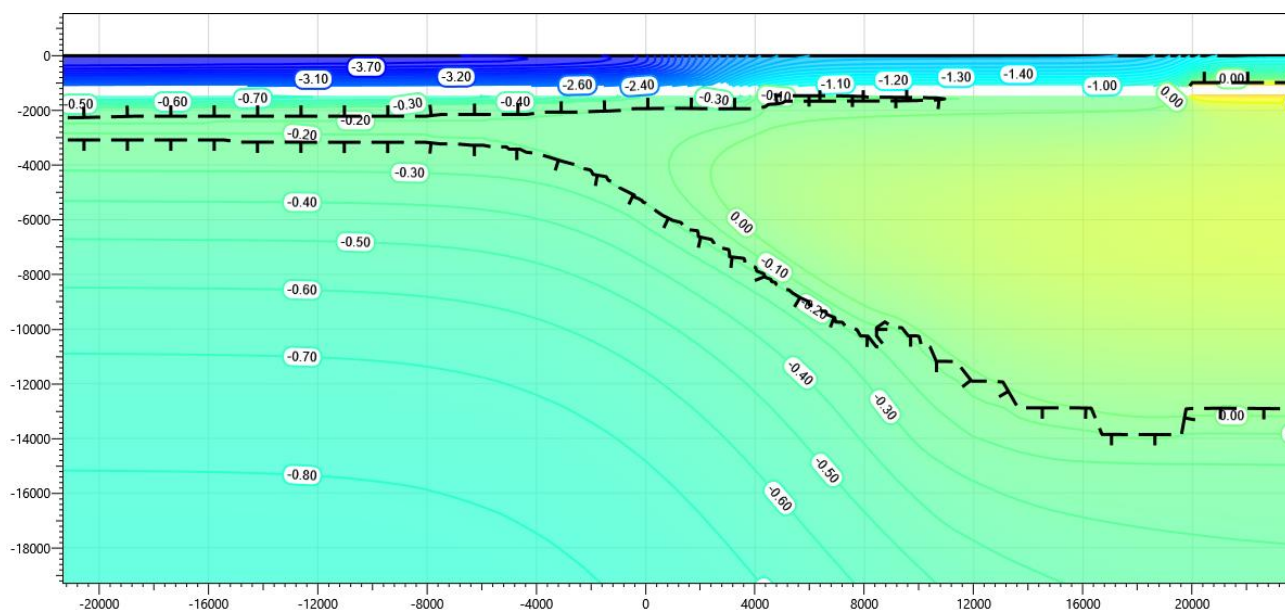


Рисунок В.27 – Температурное распределение в районе участка проектируемого напорного нефтепровода без теплоизоляции в районе ПК23+00 – ПК24+86. Конец зимнего сезона двадцатый год эксплуатации.

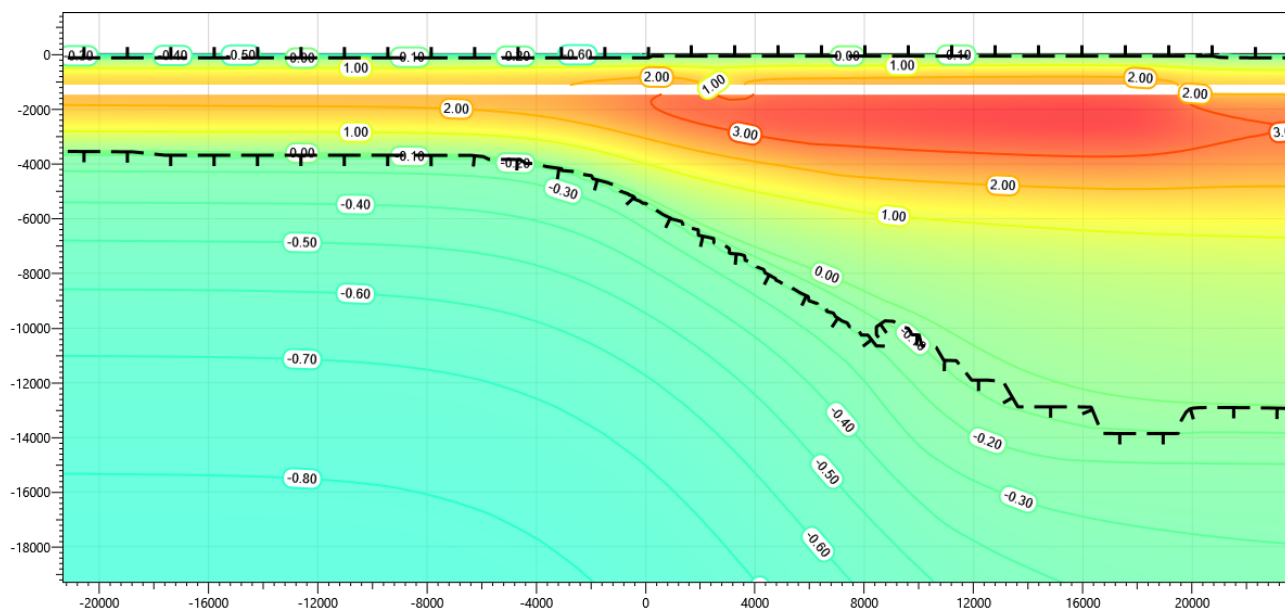


Рисунок В.28 – Температурное распределение в районе участка проектируемого напорного нефтепровода без теплоизоляции в районе ПК23+00 – ПК24+86. Конец летнего сезона двадцатый год эксплуатации.

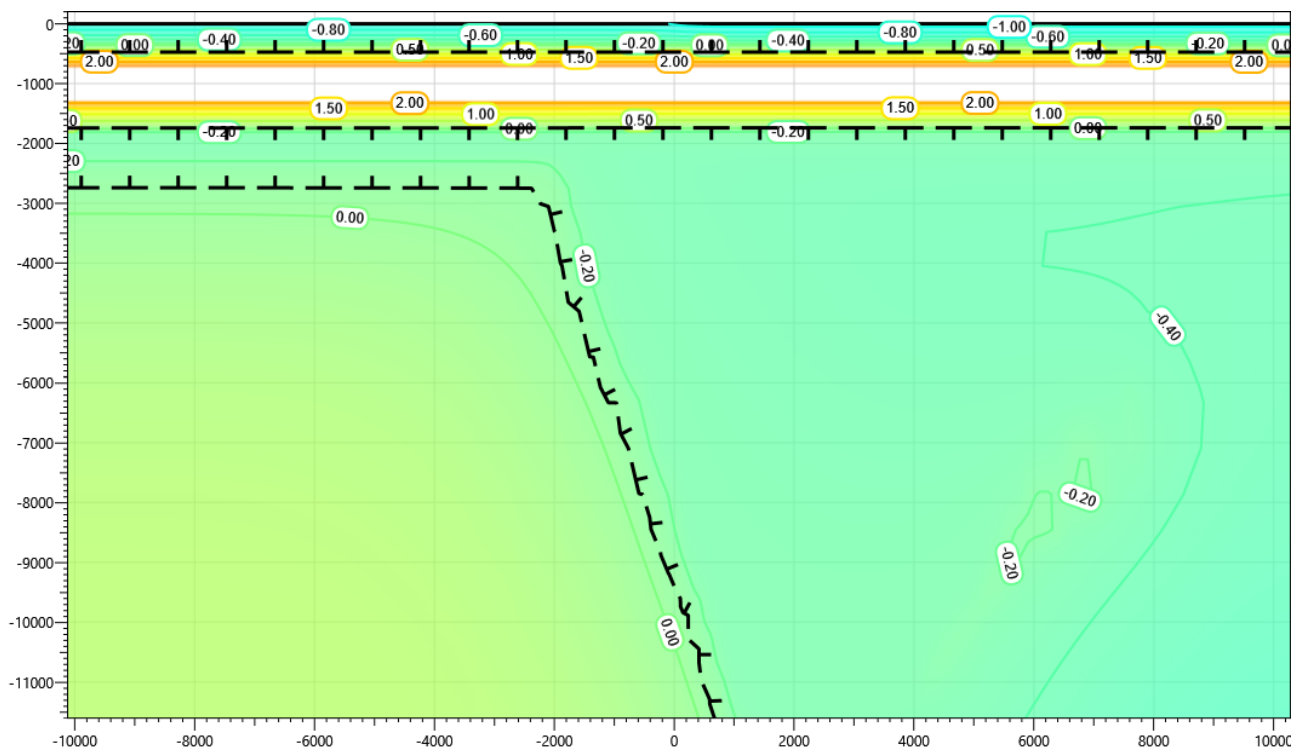


Рисунок В.29 – Температурное распределение в районе участка проектируемого напорного нефтепровода без теплоизоляции в районе ПК54+00 – ПК55+00. Конец зимнего сезона первый год эксплуатации.

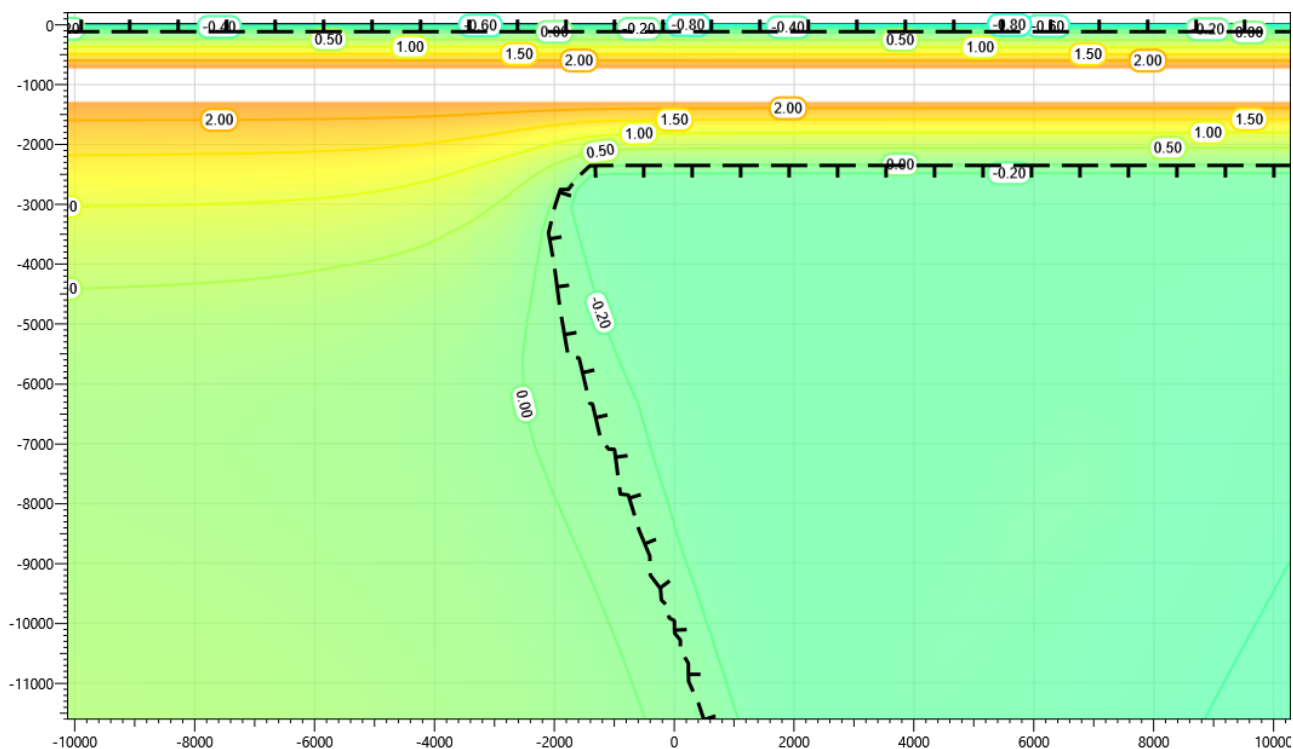


Рисунок В.30 – Температурное распределение в районе участка проектируемого напорного нефтепровода в районе ПК54+00 – ПК55+00. Без теплоизоляции. Конец летнего сезона первый год эксплуатации.

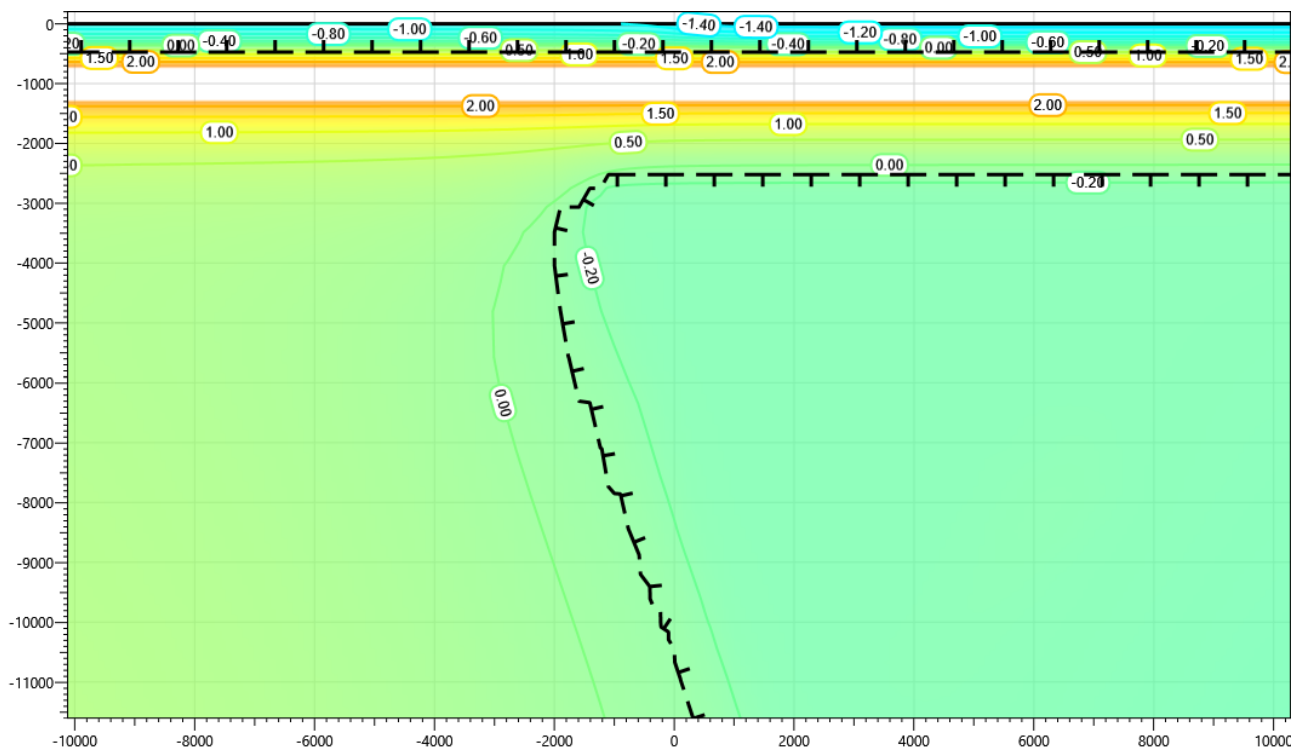


Рисунок В.31 – Температурное распределение в районе участка проектируемого напорного нефтепровода без теплоизоляции в районе ПК54+00 – ПК55+00. Конец зимнего сезона второй год эксплуатации.

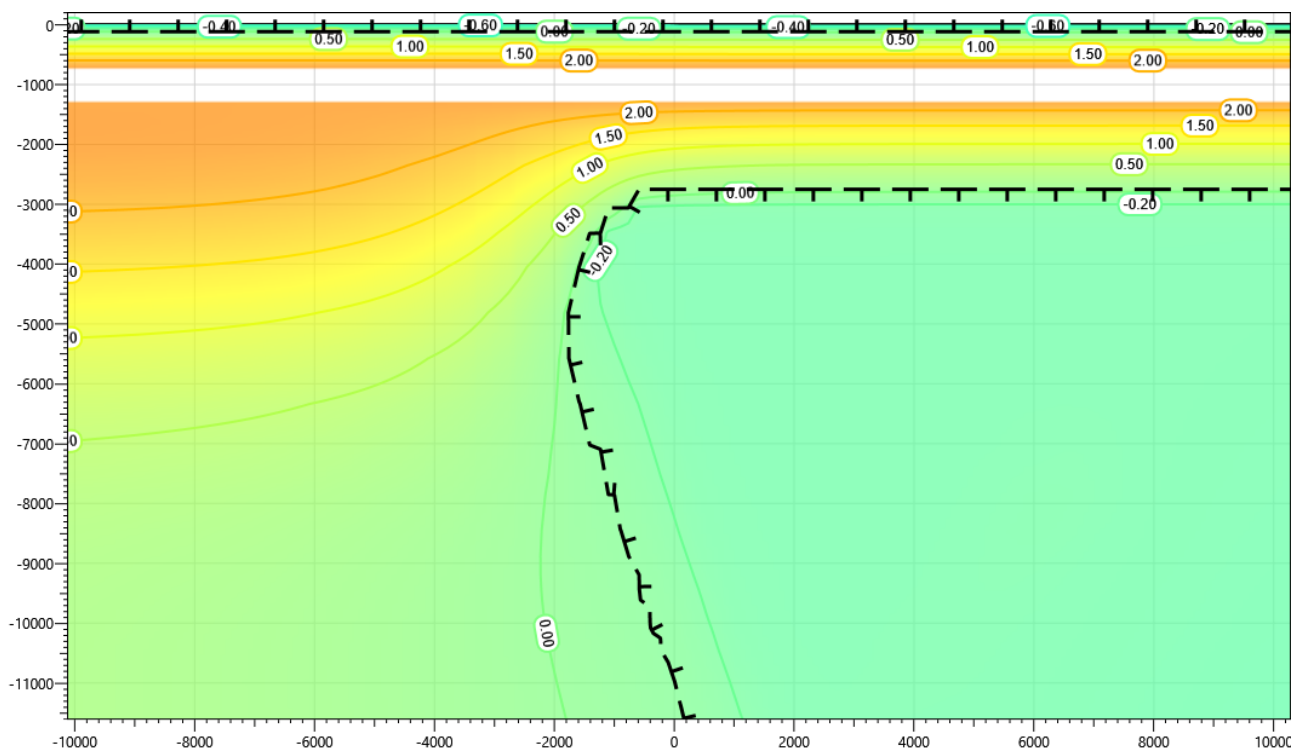


Рисунок В.32 – Температурное распределение в районе участка проектируемого напорного нефтепровода без теплоизоляции в районе ПК54+00 – ПК55+00. Конец летнего сезона второй год эксплуатации.

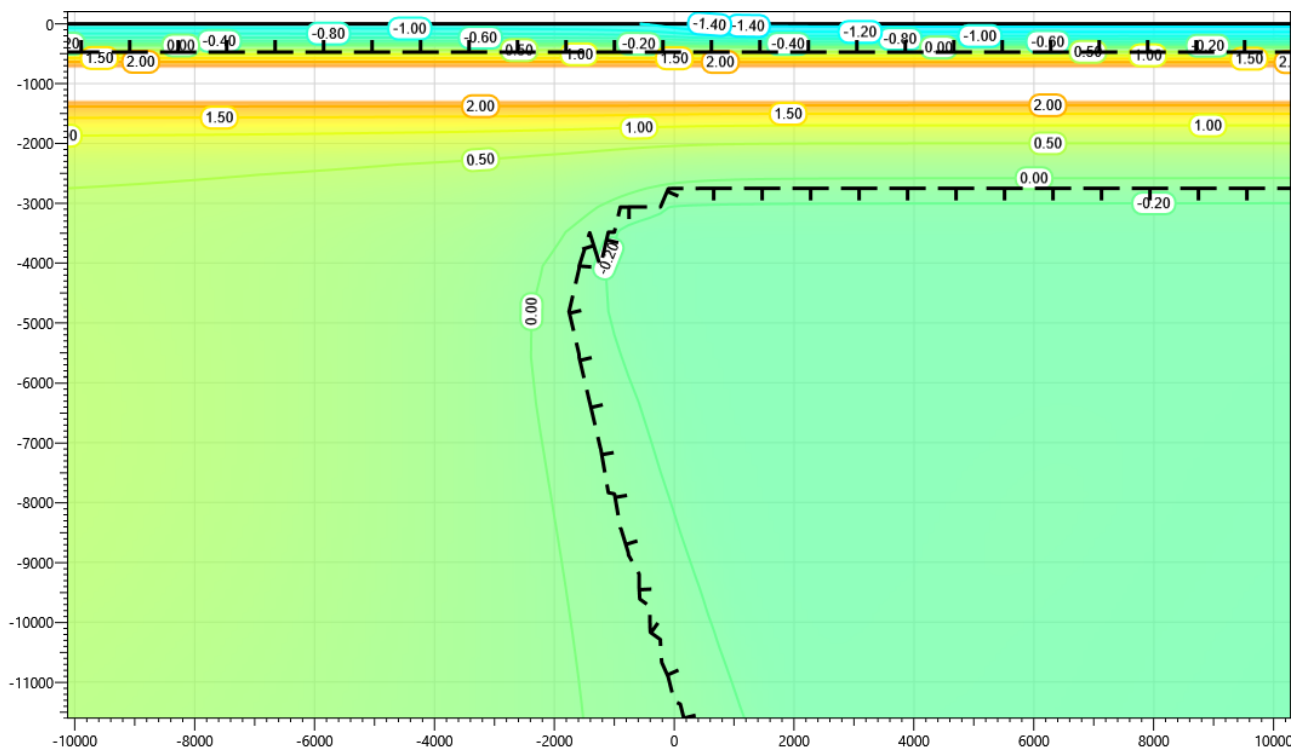


Рисунок В.33 – Температурное распределение в районе участка проектируемого напорного нефтепровода без теплоизоляции в районе ПК54+00 – ПК55+00. Конец зимнего сезона третий год эксплуатации.

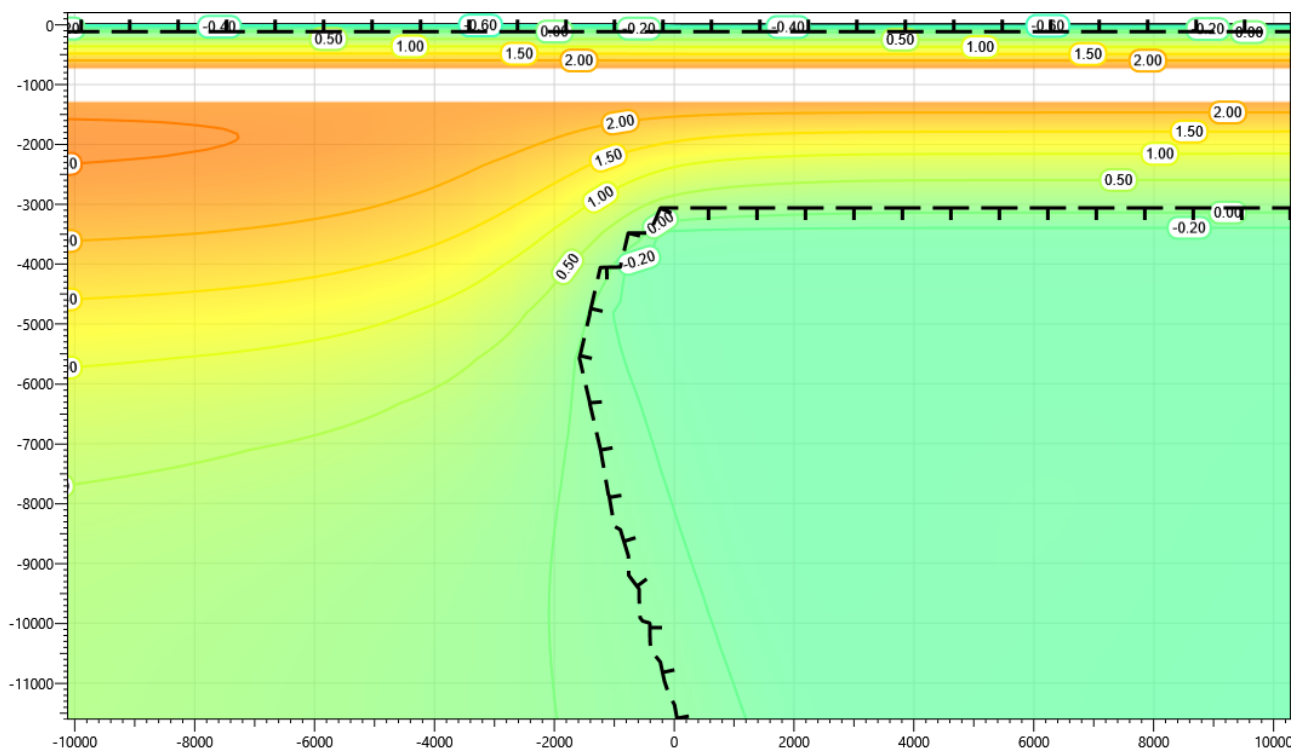


Рисунок В.34 – Температурное распределение в районе участка проектируемого напорного нефтепровода без теплоизоляции в районе ПК54+00 – ПК55+00. Конец летнего сезона третий год эксплуатации.

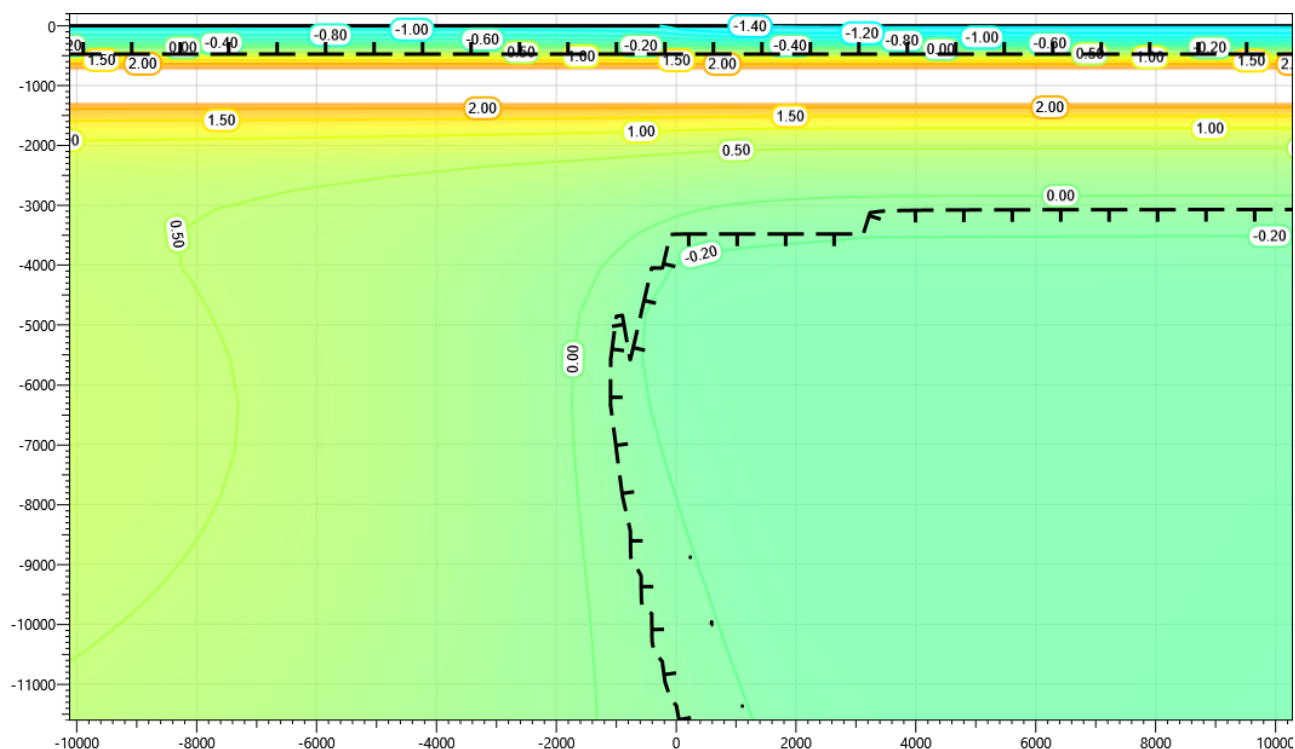


Рисунок В.35 – Температурное распределение в районе участка проектируемого напорного нефтепровода без теплоизоляции в районе ПК54+00 – ПК55+00. Конец зимнего сезона пятый год эксплуатации.

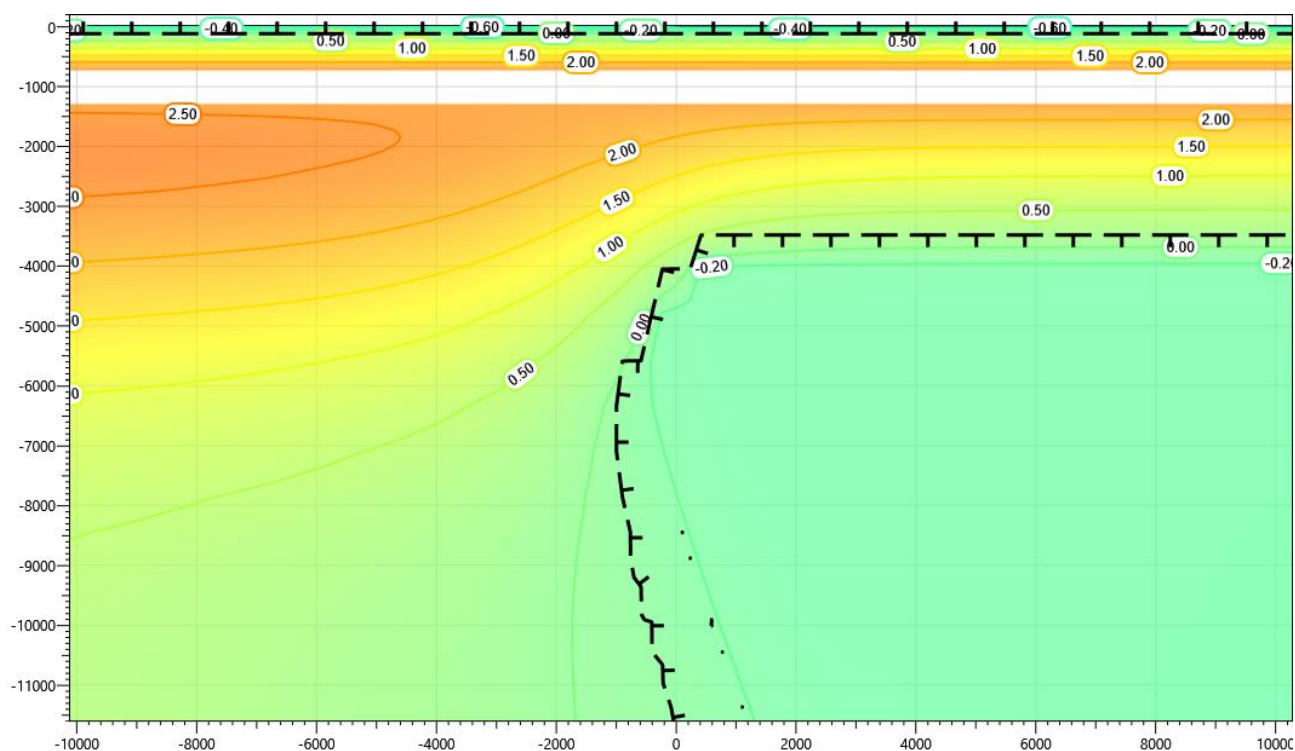


Рисунок В.36 – Температурное распределение в районе участка проектируемого напорного нефтепровода без теплоизоляции в районе ПК54+00 – ПК55+00. Конец летнего сезона пятый год эксплуатации.

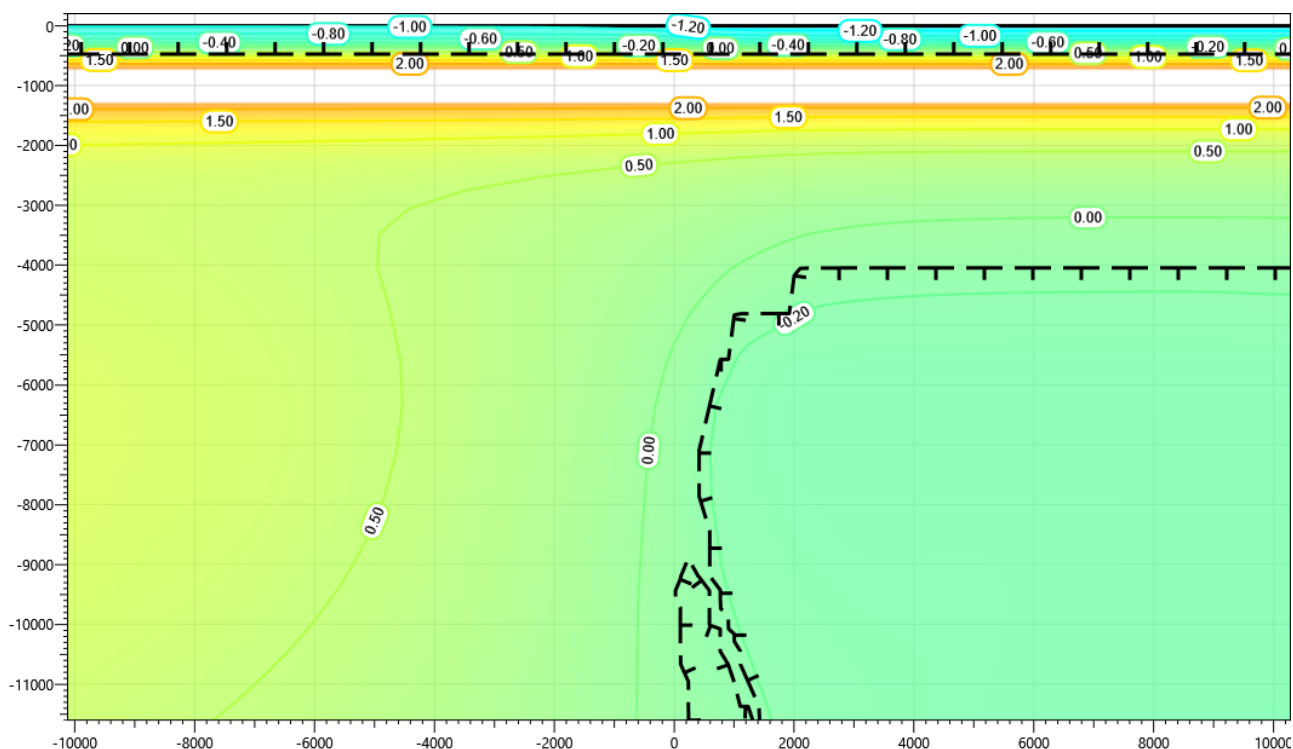


Рисунок В.37 – Температурное распределение в районе участка проектируемого напорного нефтепровода без теплоизоляции в районе ПК54+00 – ПК55+00. Конец зимнего сезона десятый год эксплуатации.

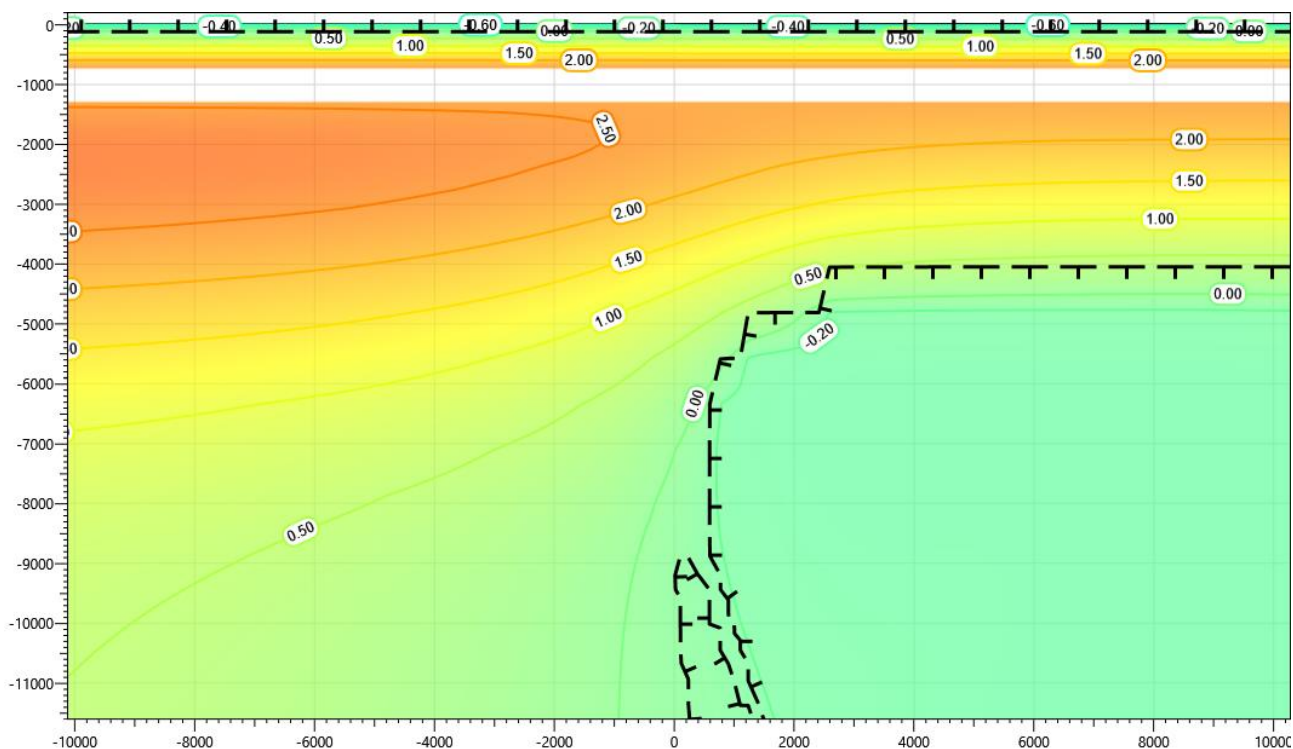


Рисунок В.38 – Температурное распределение в районе участка проектируемого напорного нефтепровода без теплоизоляции в районе ПК54+00 – ПК55+00. Конец летнего сезона десятый год эксплуатации.

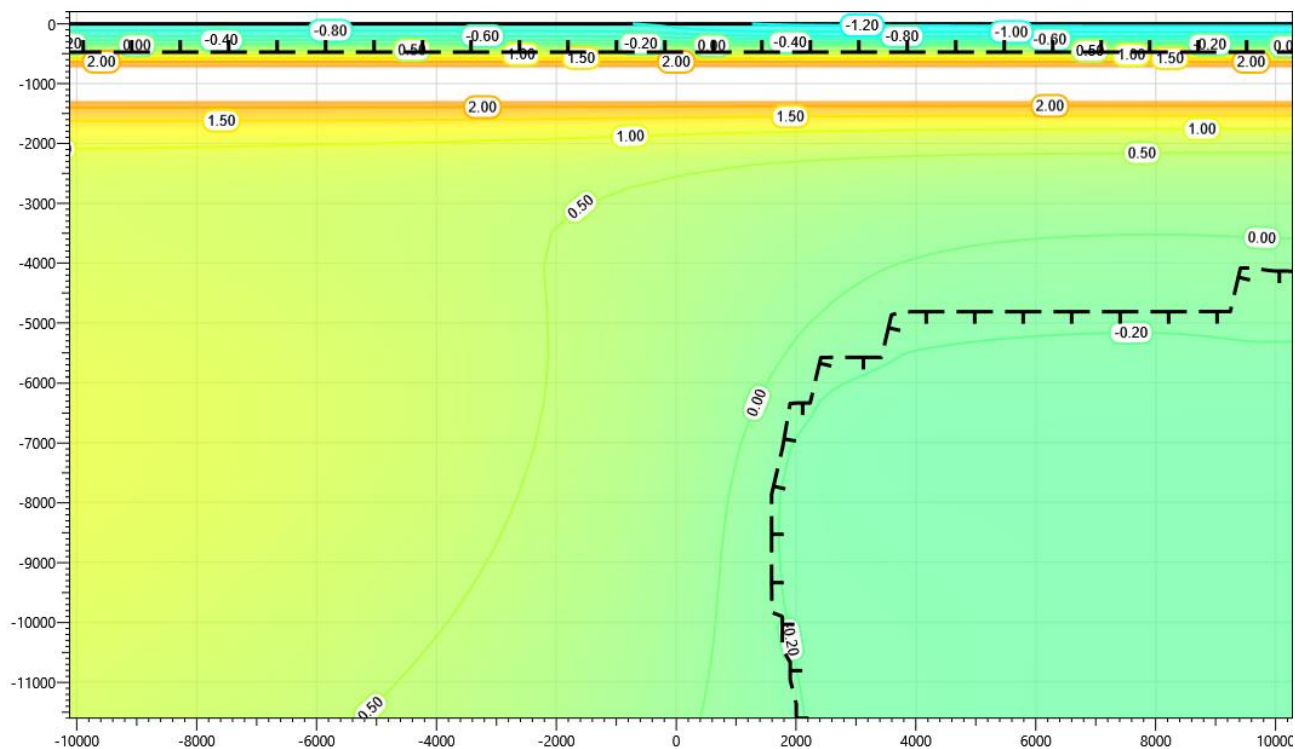


Рисунок В.39 – Температурное распределение в районе участка проектируемого напорного нефтепровода без теплоизоляции в районе ПК54+00 – ПК55+00. Конец зимнего сезона пятнадцатый год эксплуатации.

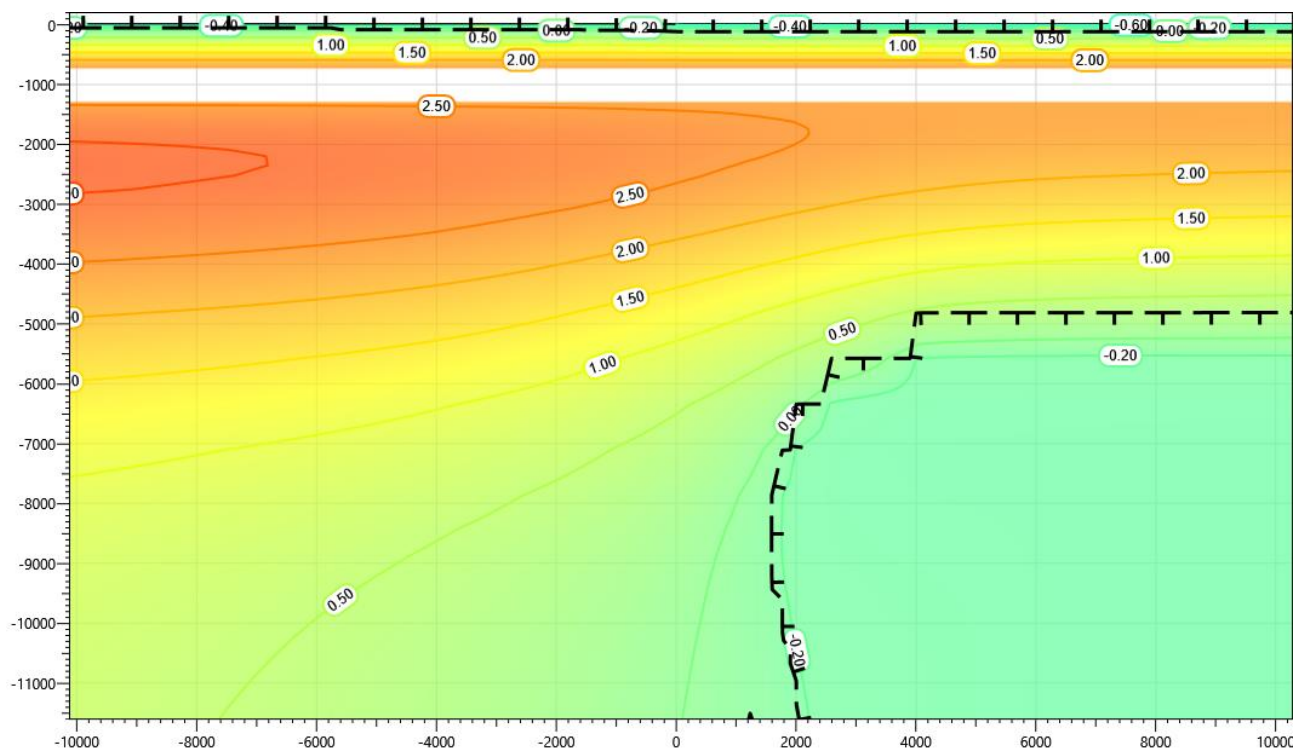


Рисунок В.40 – Температурное распределение в районе участка проектируемого напорного нефтепровода без теплоизоляции в районе ПК54+00 – ПК55+00. Конец летнего сезона пятнадцатый год эксплуатации.

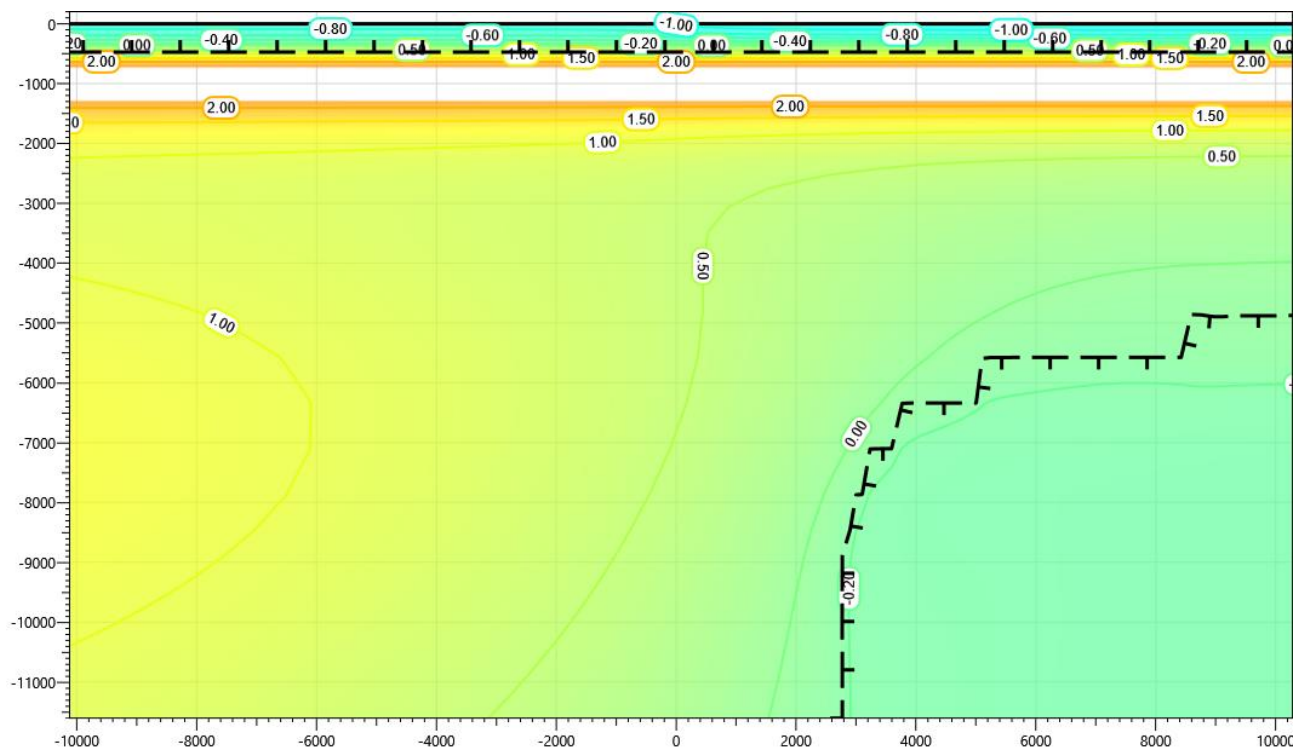


Рисунок В.41 – Температурное распределение в районе участка проектируемого напорного нефтепровода без теплоизоляции в районе ПК54+00 – ПК55+00. Конец зимнего сезона двадцатый год эксплуатации.

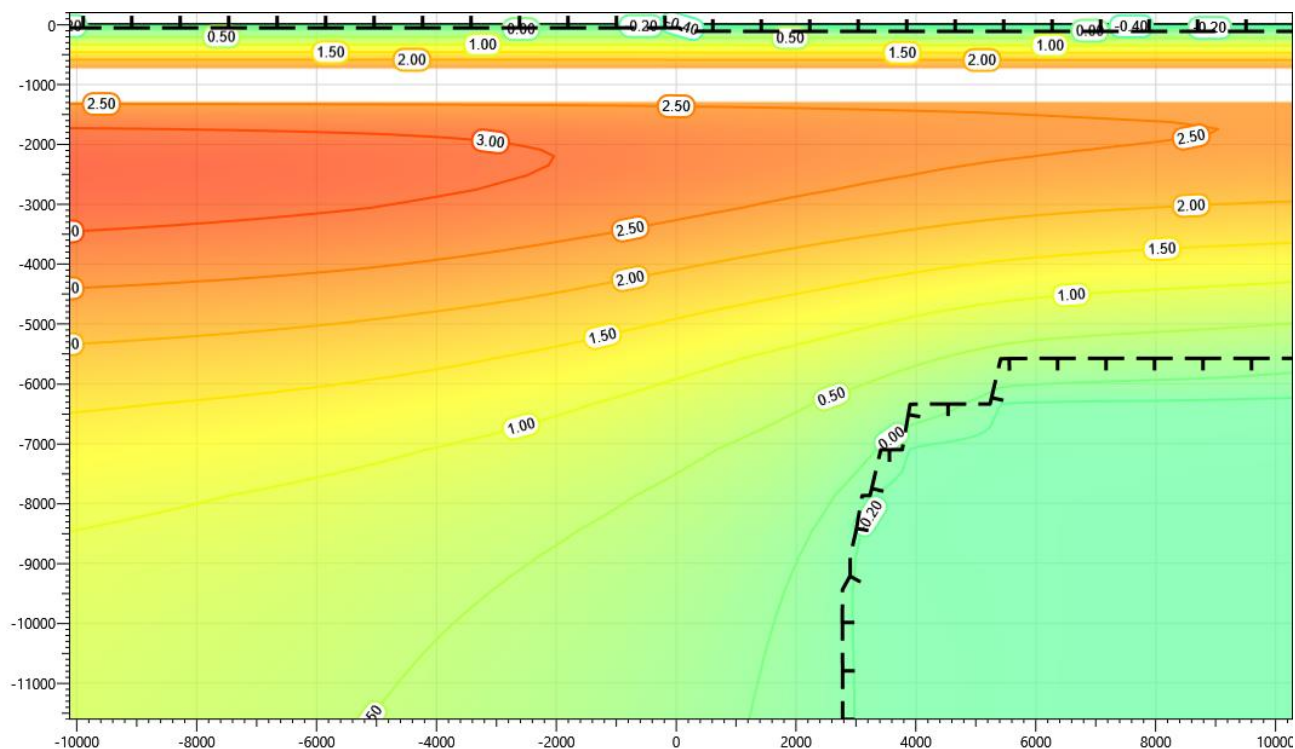


Рисунок В.42 – Температурное распределение в районе участка проектируемого напорного нефтепровода без теплоизоляции в районе ПК54+00 – ПК55+00. Конец летнего сезона двадцатый год эксплуатации.

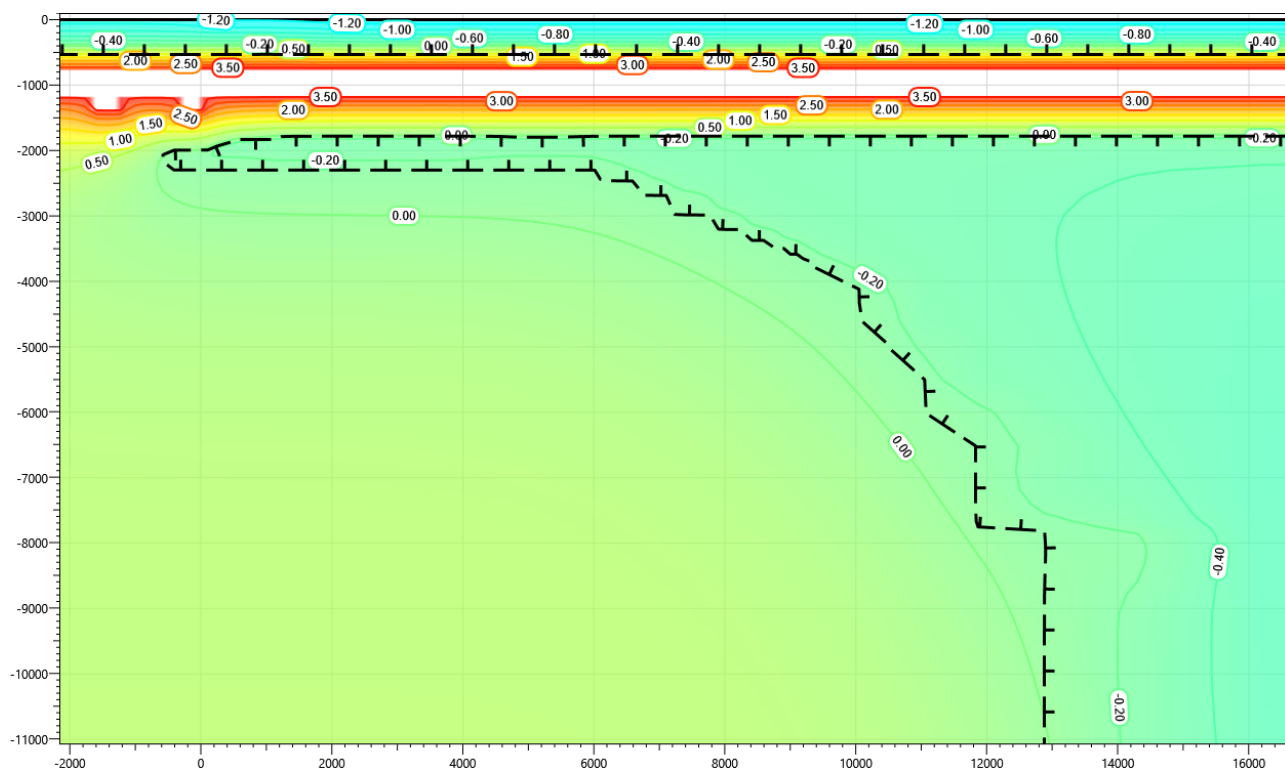


Рисунок В.43 – Температурное распределение в районе участка проектируемого напорного нефтепровода без теплоизоляции в районе ПК214+00 – ПК215+00. Конец зимнего сезона первый год эксплуатации.

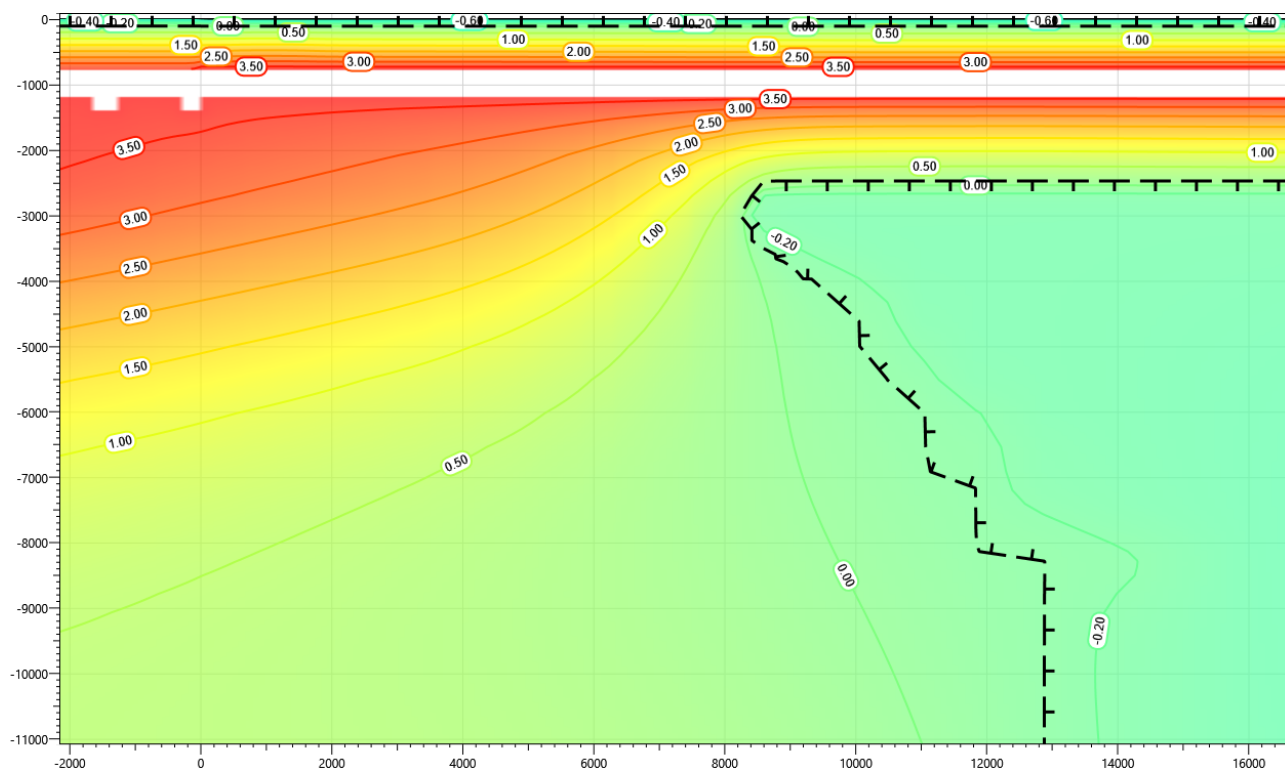


Рисунок В.44 – Температурное распределение в районе участка проектируемого напорного нефтепровода без теплоизоляции в районе ПК214+00 – ПК215+00. Конец летнего сезона первый год эксплуатации.

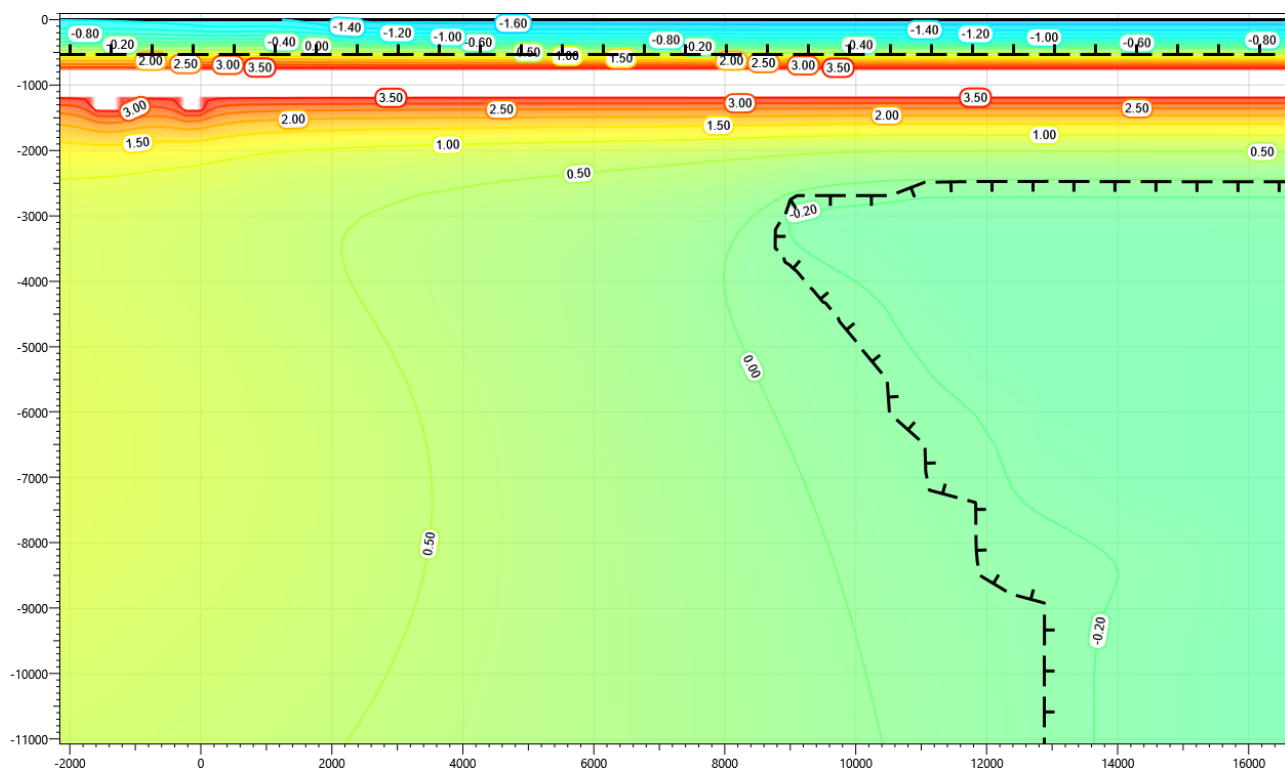


Рисунок В.45 – Температурное распределение в районе участка проектируемого напорного нефтепровода без теплоизоляции в районе ПК214+00 – ПК215+00. Конец зимнего сезона второй год эксплуатации.

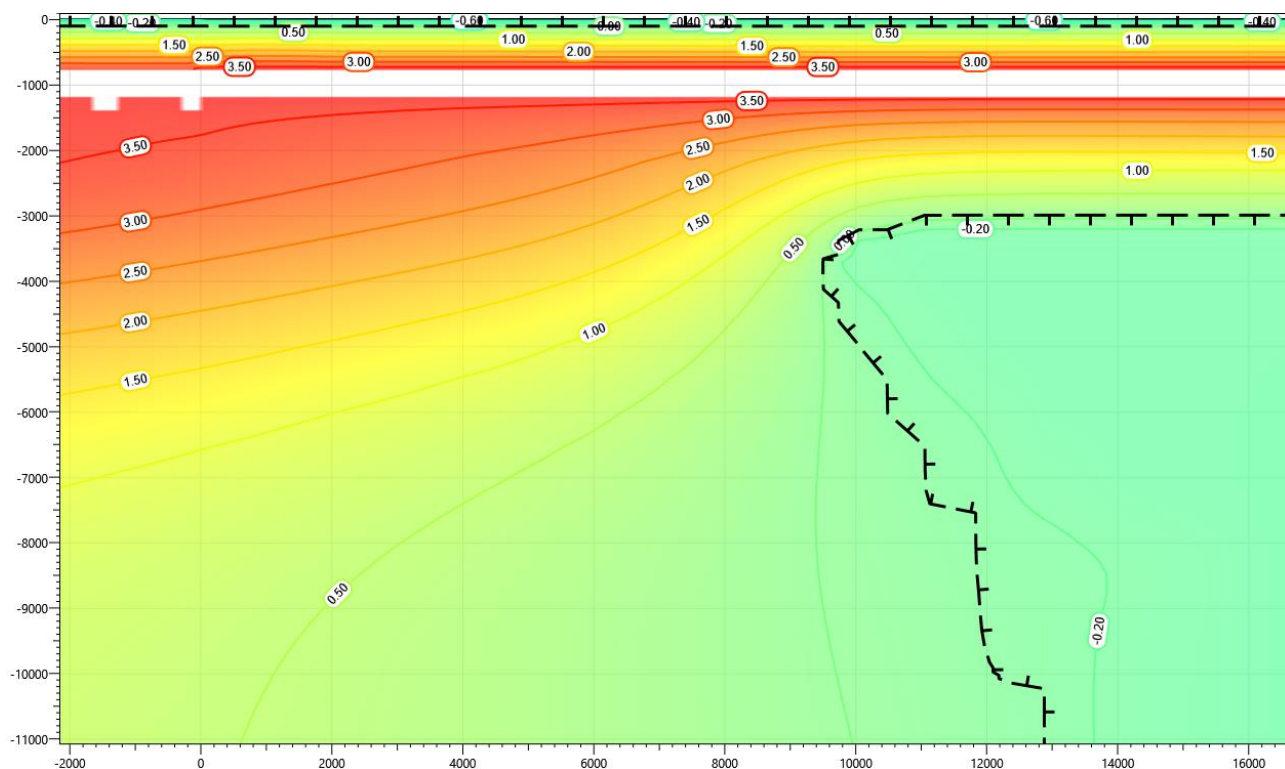


Рисунок В.46 – Температурное распределение в районе участка проектируемого напорного нефтепровода без теплоизоляции в районе ПК214+00 – ПК215+00. Конец летнего сезона второй год эксплуатации.

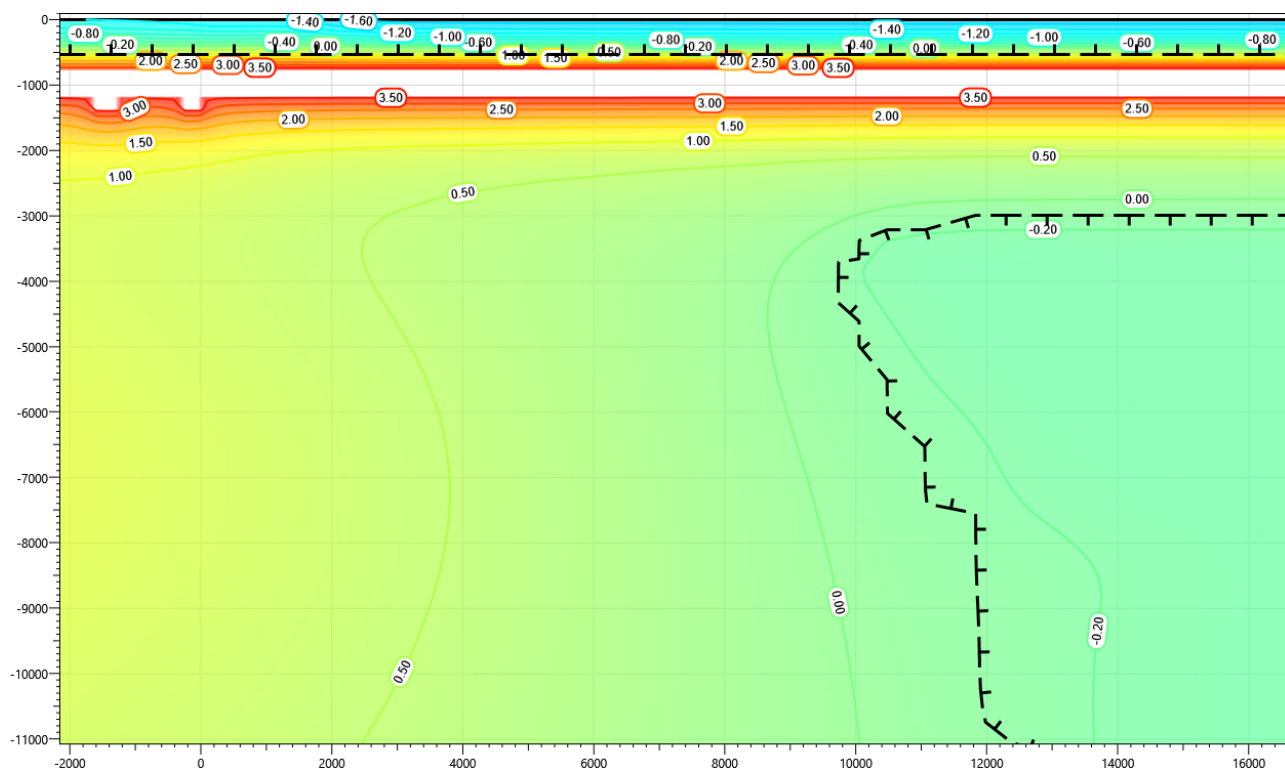


Рисунок В.47 – Температурное распределение в районе участка проектируемого напорного нефтепровода без теплоизоляции в районе ПК214+00 – ПК215+00. Конец зимнего сезона третий год эксплуатации.

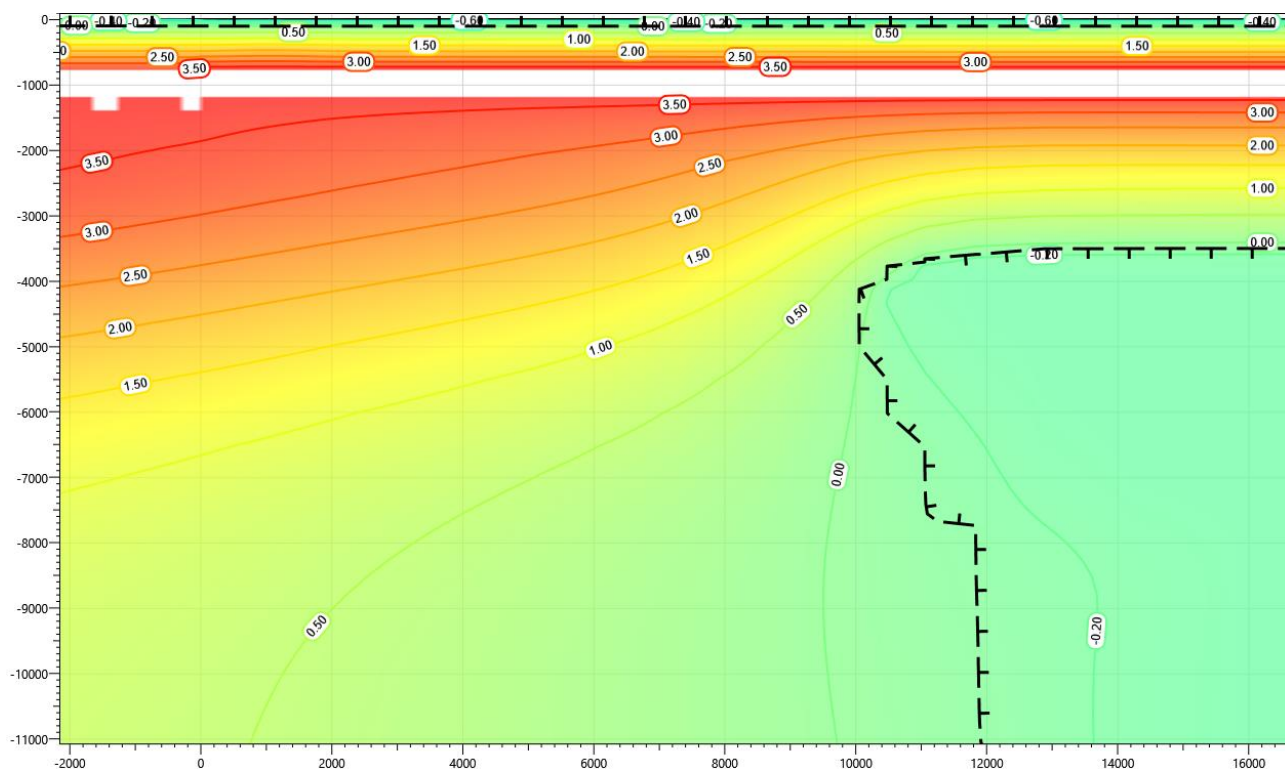


Рисунок В.48 – Температурное распределение в районе участка проектируемого напорного нефтепровода без теплоизоляции в районе ПК214+00 – ПК215+00. Конец летнего сезона третий год эксплуатации.

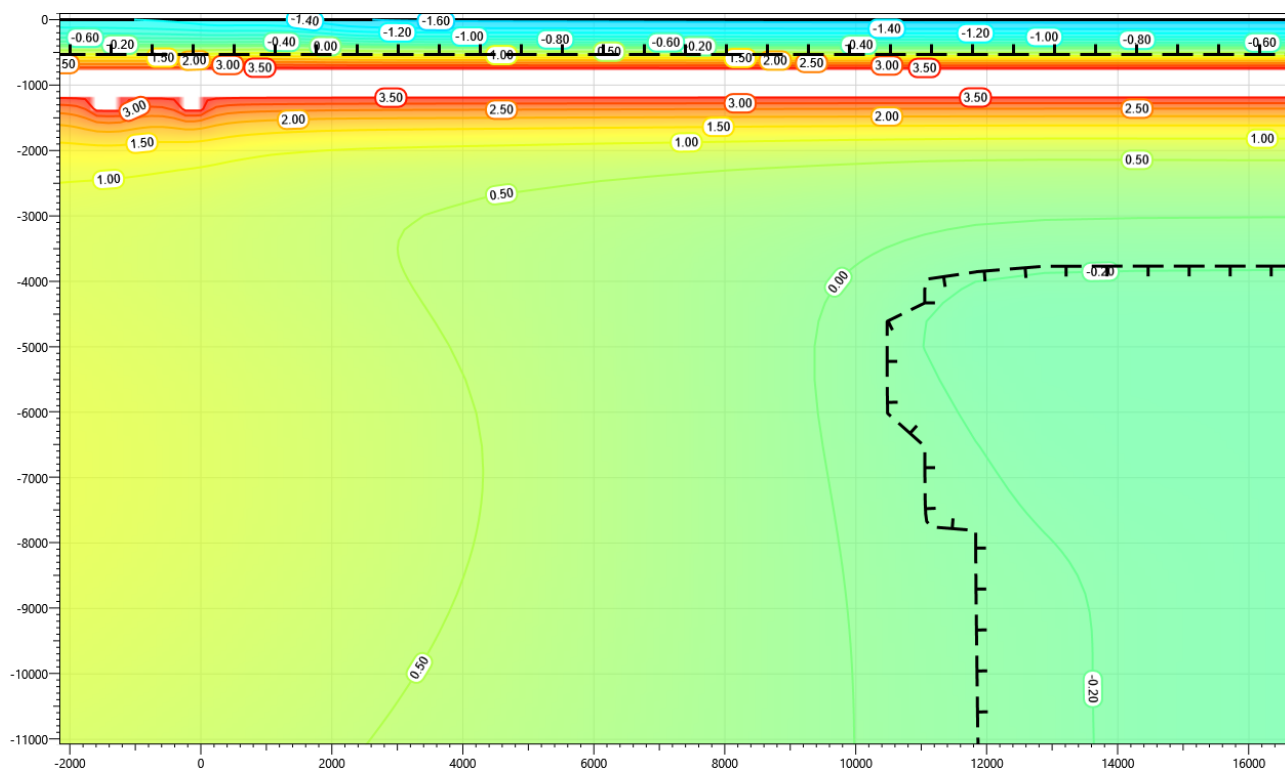


Рисунок В.49 – Температурное распределение в районе участка проектируемого напорного нефтепровода без теплоизоляции в районе ПК214+00 – ПК215+00. Конец зимнего сезона пятый год эксплуатации.

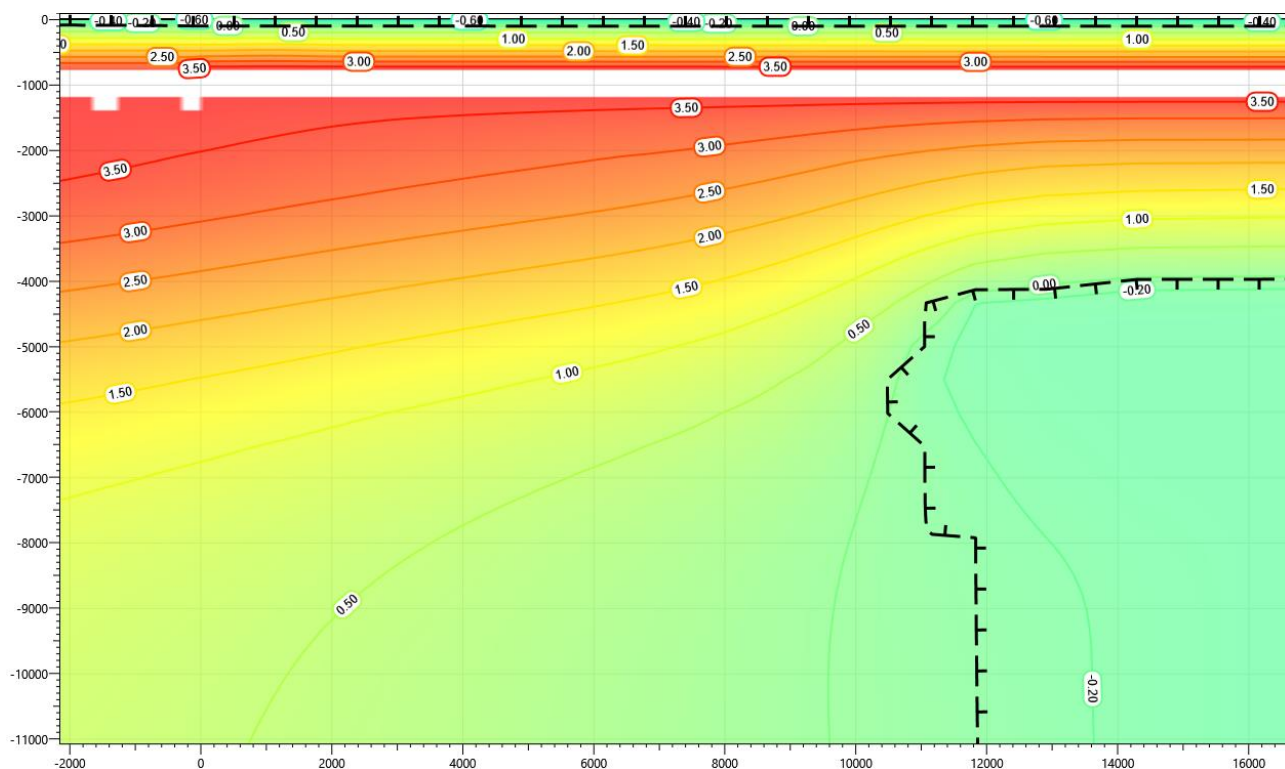
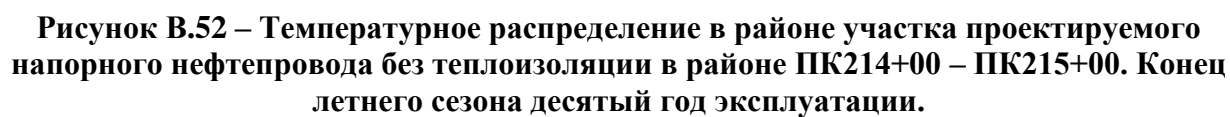
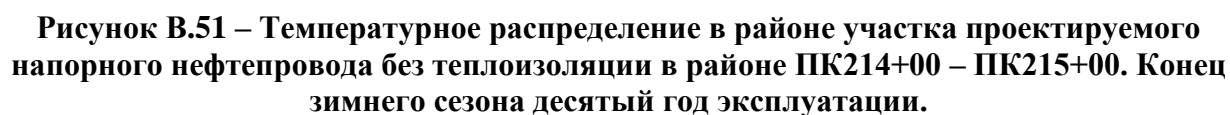


Рисунок В.50 – Температурное распределение в районе участка проектируемого напорного нефтепровода без теплоизоляции в районе ПК214+00 – ПК215+00. Конец летнего сезона пятый год эксплуатации.



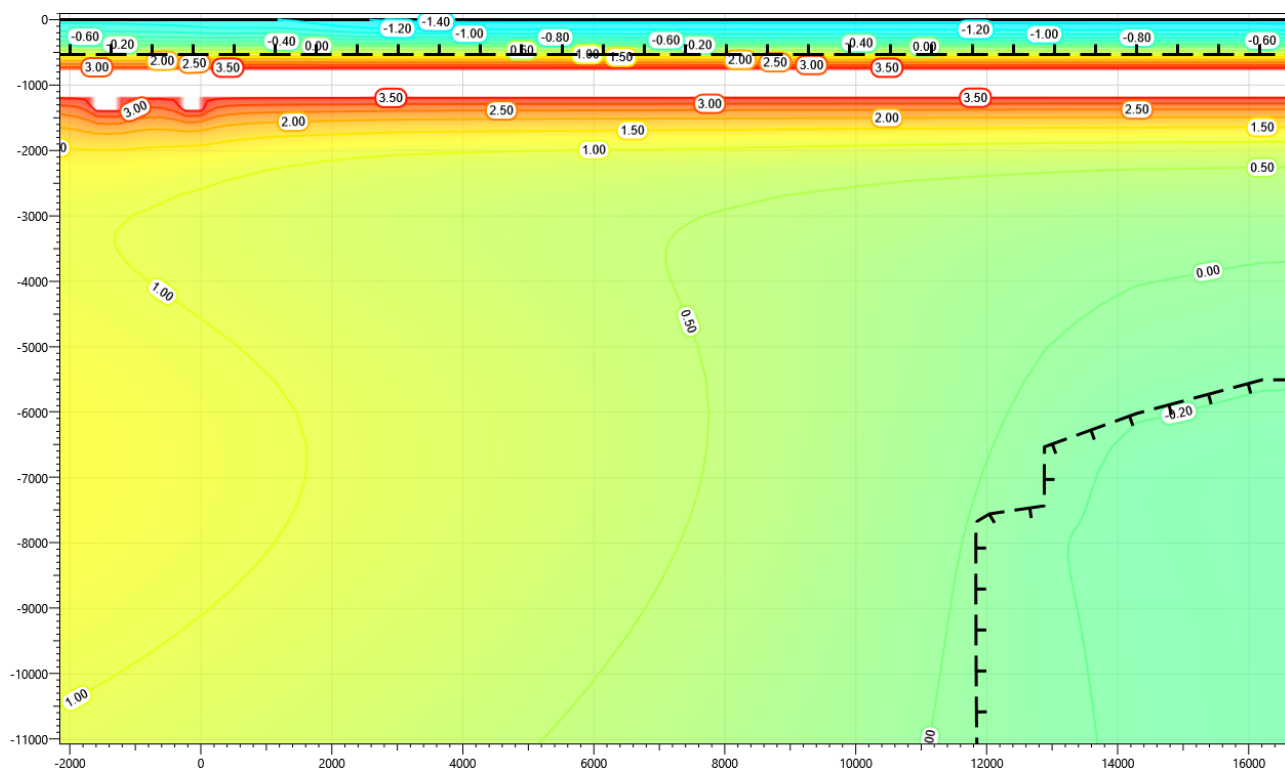


Рисунок В.53 – Температурное распределение в районе участка проектируемого напорного нефтепровода без теплоизоляции в районе ПК214+00 – ПК215+00. Конец зимнего сезона пятнадцатый год эксплуатации.

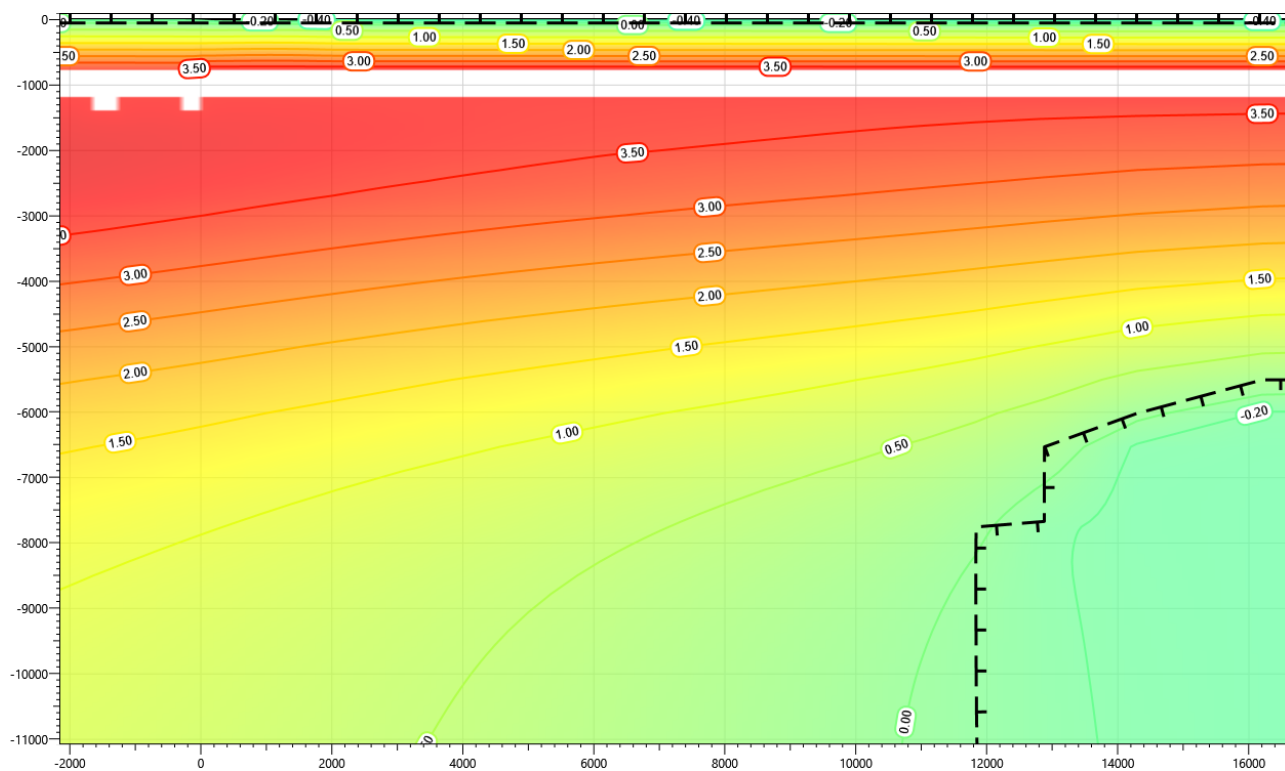


Рисунок В.54 – Температурное распределение в районе участка проектируемого напорного нефтепровода без теплоизоляции в районе ПК214+00 – ПК215+00. Конец летнего сезона пятнадцатый год эксплуатации.

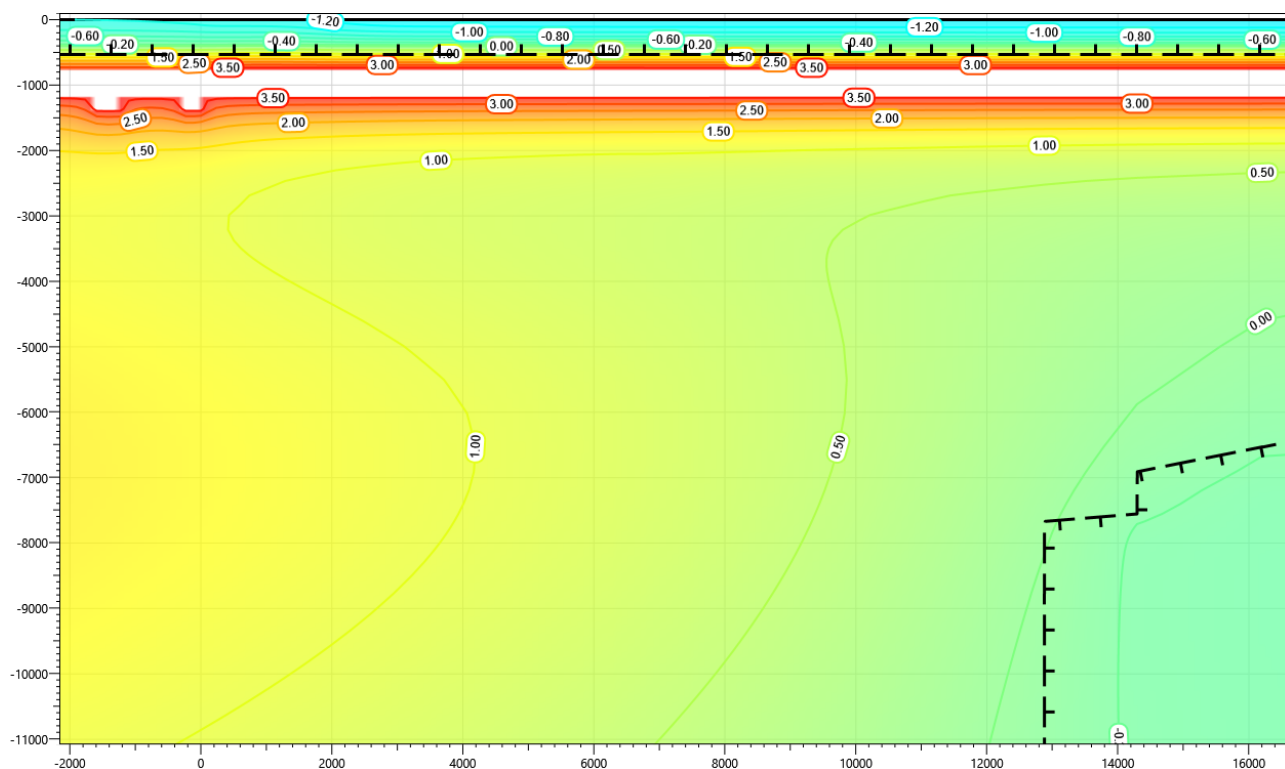


Рисунок В.55 – Температурное распределение в районе участка проектируемого напорного нефтепровода без теплоизоляции в районе ПК214+00 – ПК215+00. Конец зимнего сезона двадцатый год эксплуатации.

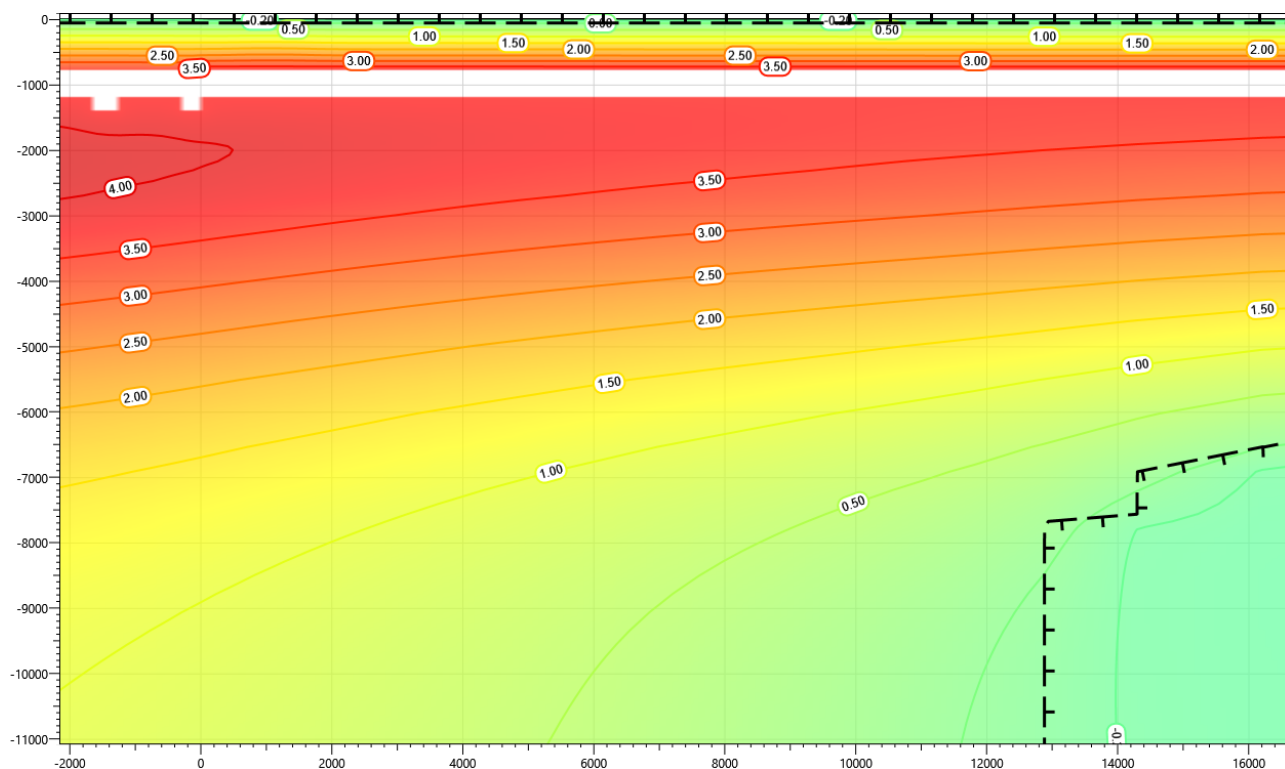


Рисунок В.56 – Температурное распределение в районе участка проектируемого напорного нефтепровода без теплоизоляции в районе ПК214+00 – ПК215+00. Конец летнего сезона двадцатый год эксплуатации.

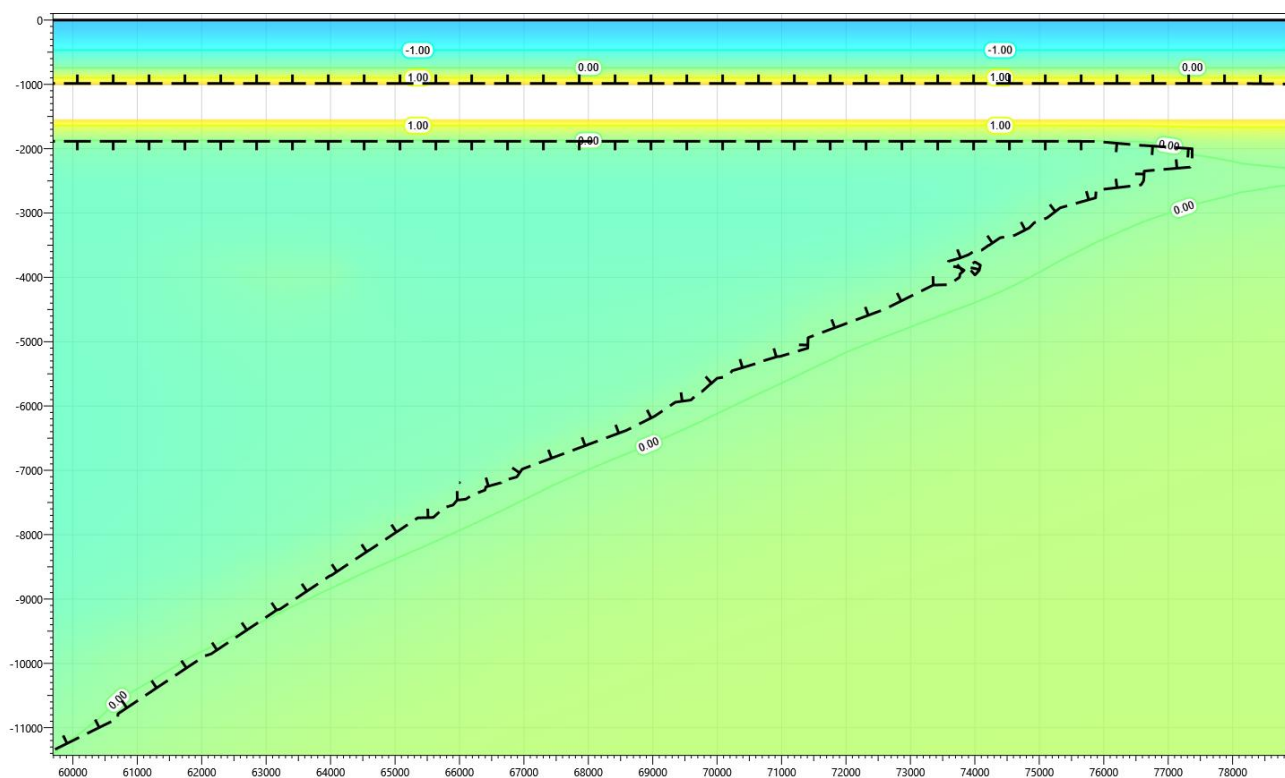


Рисунок В.57 – Температурное распределение в районе участка проектируемого напорного нефтепровода без теплоизоляции в районе ПК91+00 – ПК92+00. Конец зимнего сезона первый год эксплуатации.

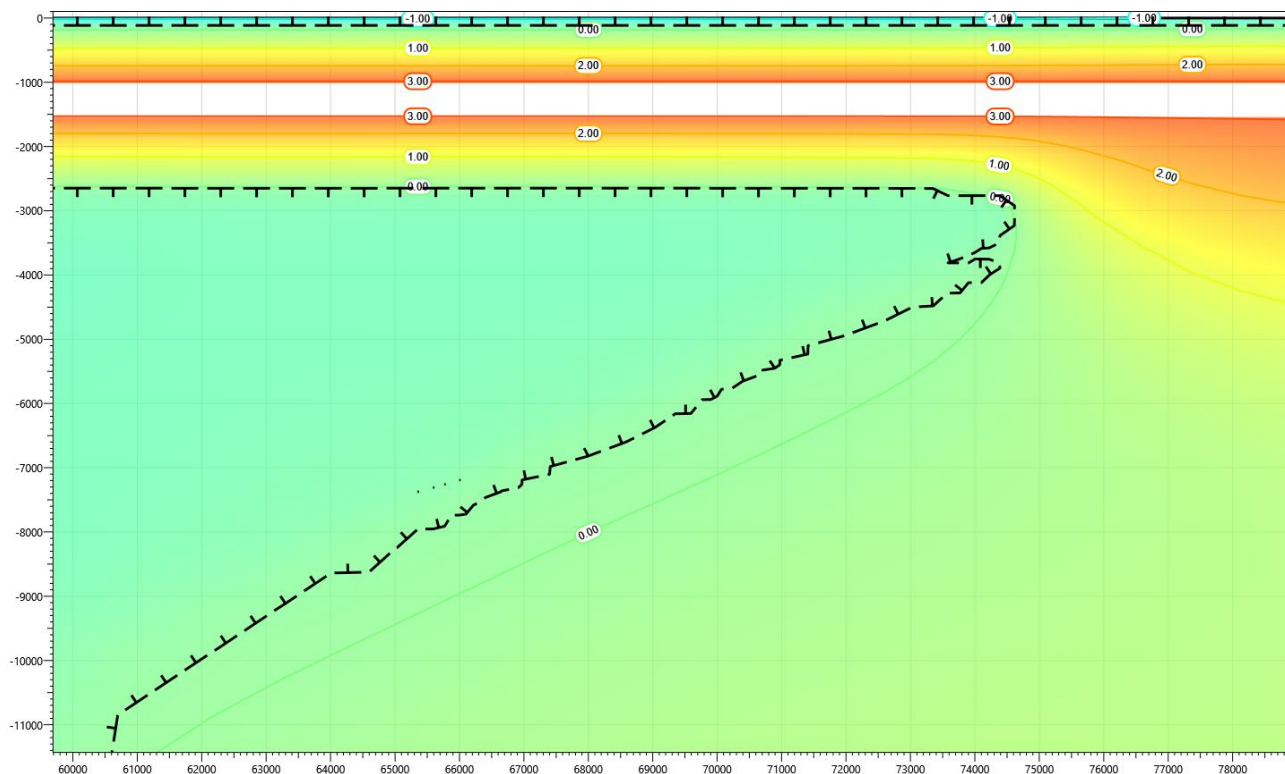


Рисунок В.58 – Температурное распределение в районе участка проектируемого напорного нефтепровода без теплоизоляции в районе ПК91+00 – ПК92+00. Конец летнего сезона первый год эксплуатации.

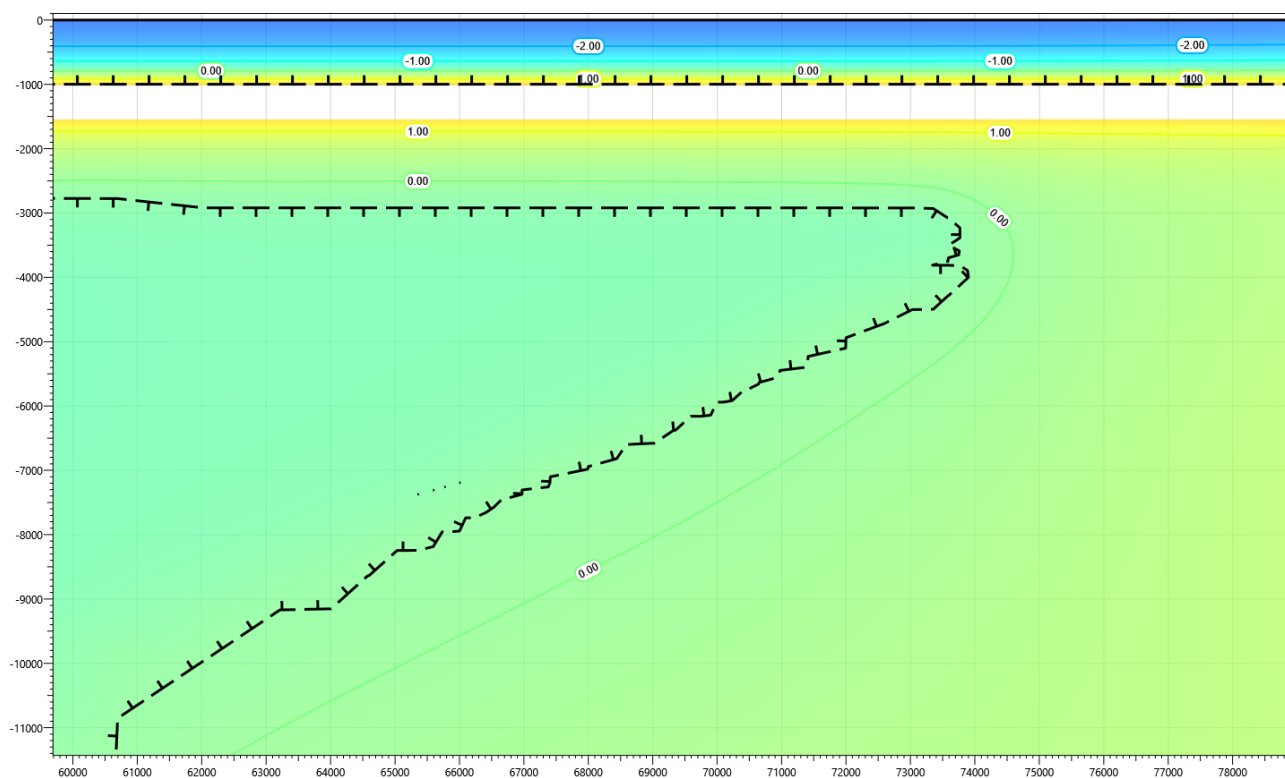


Рисунок В.59 – Температурное распределение в районе участка проектируемого напорного нефтепровода без теплоизоляции в районе ПК91+00 – ПК92+00. Конец зимнего сезона второй год эксплуатации.

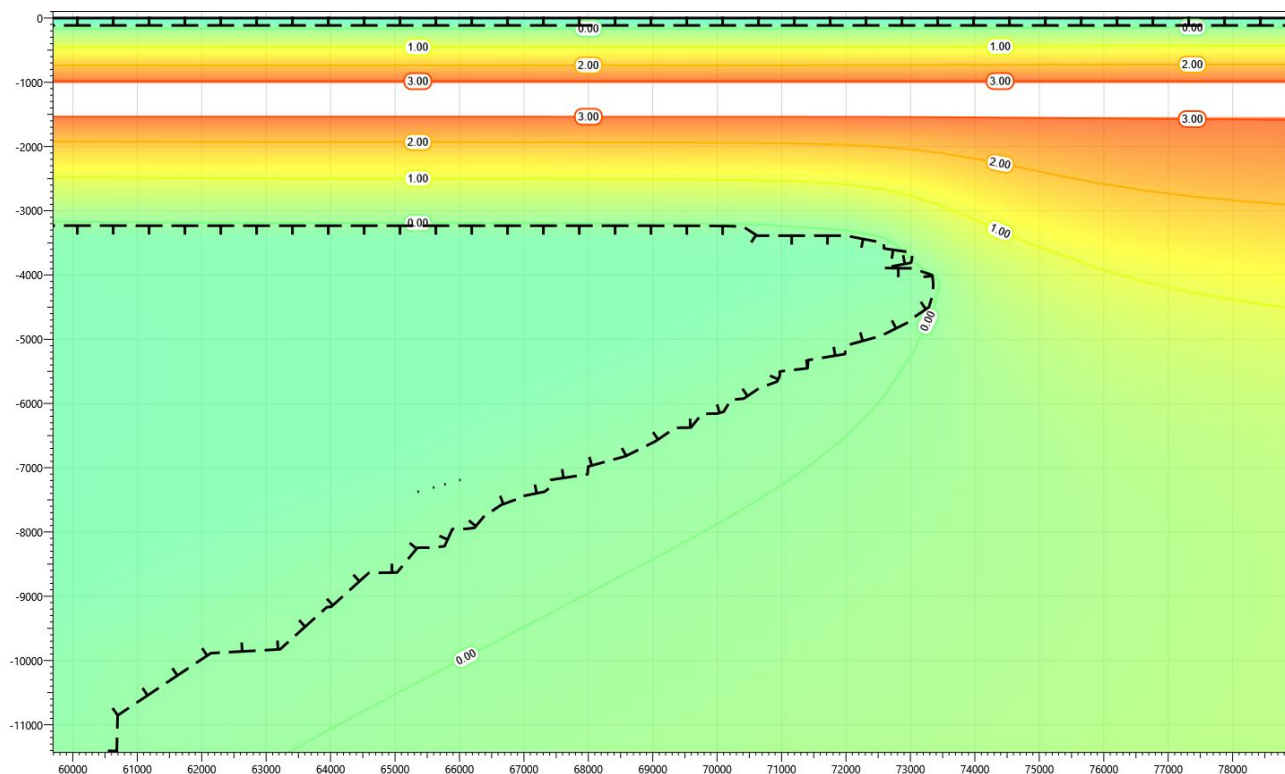


Рисунок В.60 – Температурное распределение в районе участка проектируемого напорного нефтепровода без теплоизоляции в районе ПК91+00 – ПК92+00. Конец летнего сезона второй год эксплуатации.

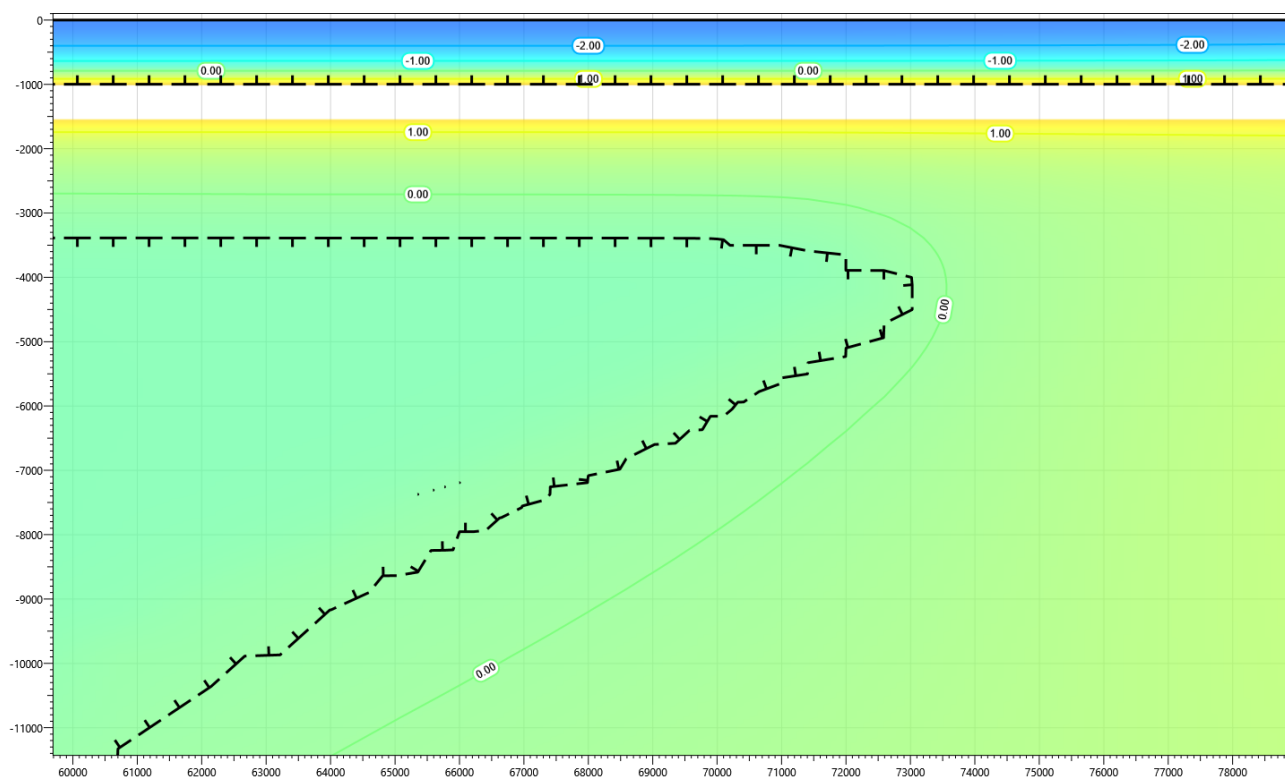


Рисунок В.61 – Температурное распределение в районе участка проектируемого напорного нефтепровода без теплоизоляции в районе ПК91+00 – ПК92+00. Конец зимнего сезона третий год эксплуатации.

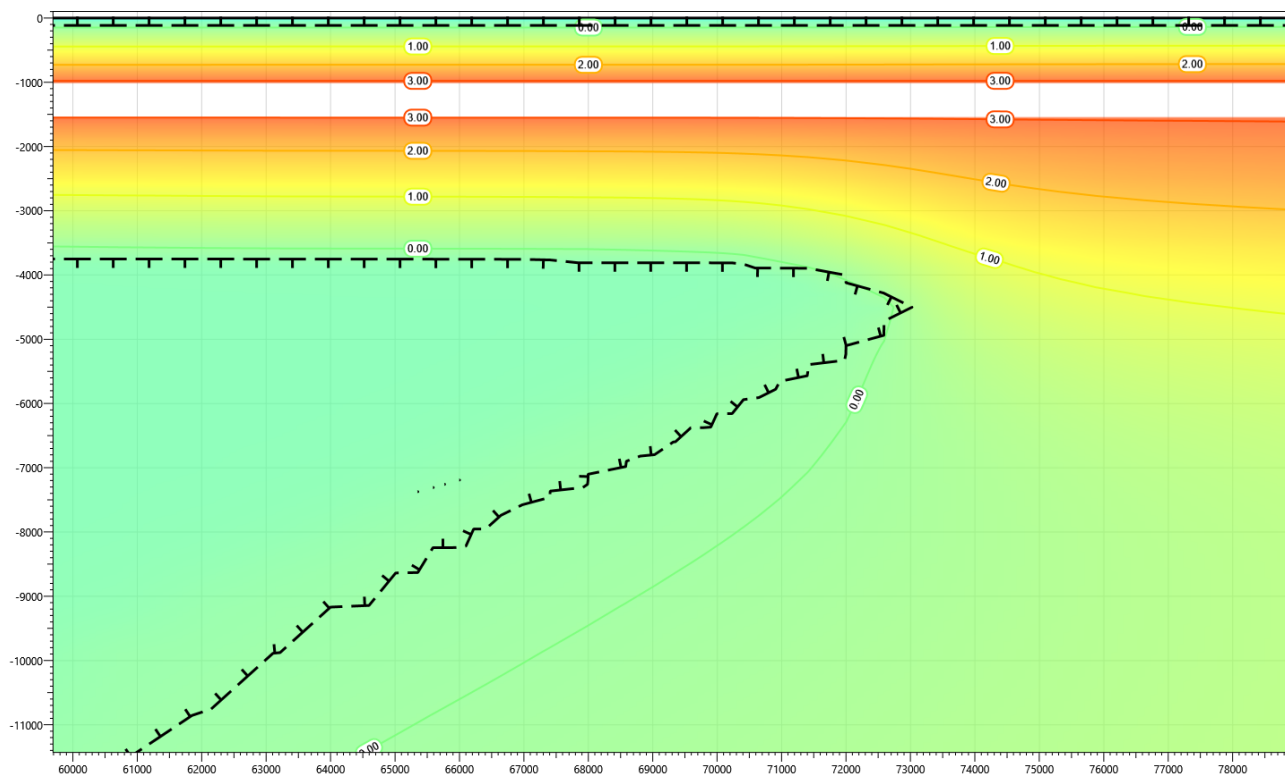


Рисунок В.62 – Температурное распределение в районе участка проектируемого напорного нефтепровода без теплоизоляции в районе ПК91+00 – ПК92+00. Конец летнего сезона третий год эксплуатации.

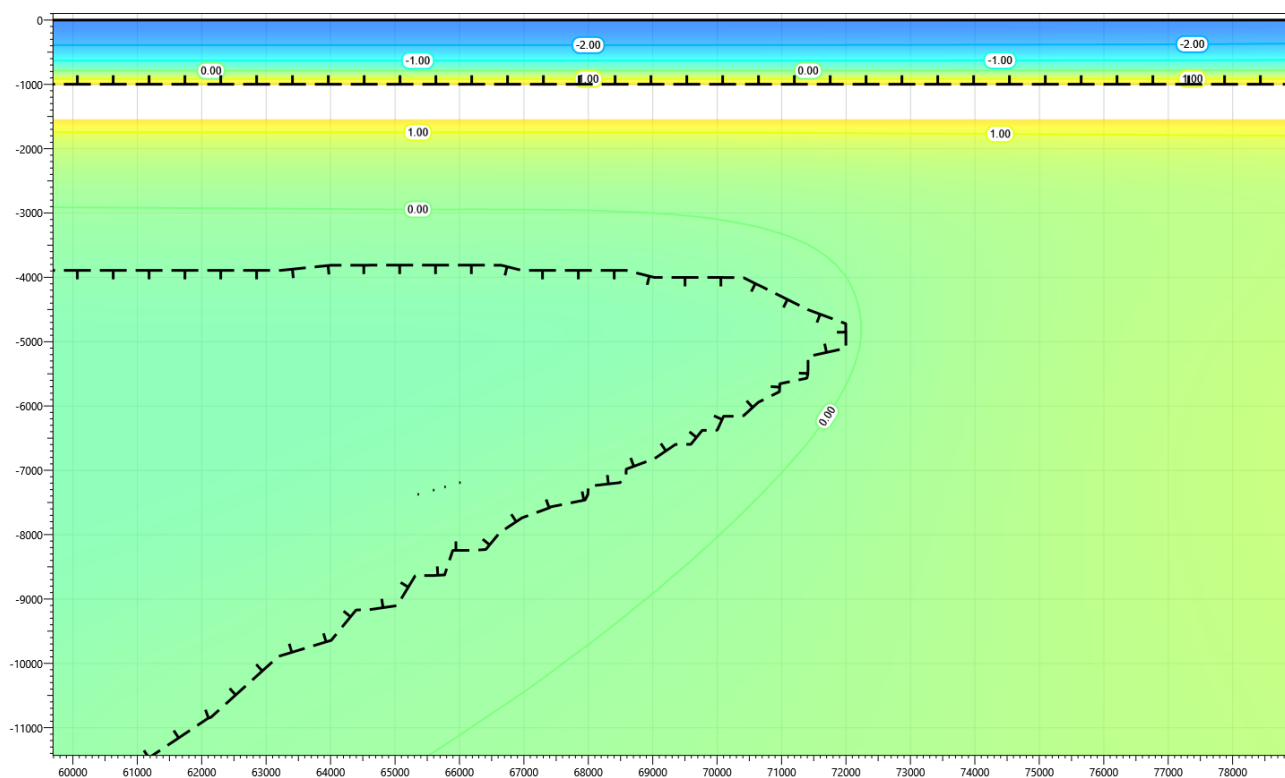


Рисунок В.63 – Температурное распределение в районе участка проектируемого напорного нефтепровода без теплоизоляции в районе ПК91+00 – ПК92+00. Конец зимнего сезона пятый год эксплуатации.

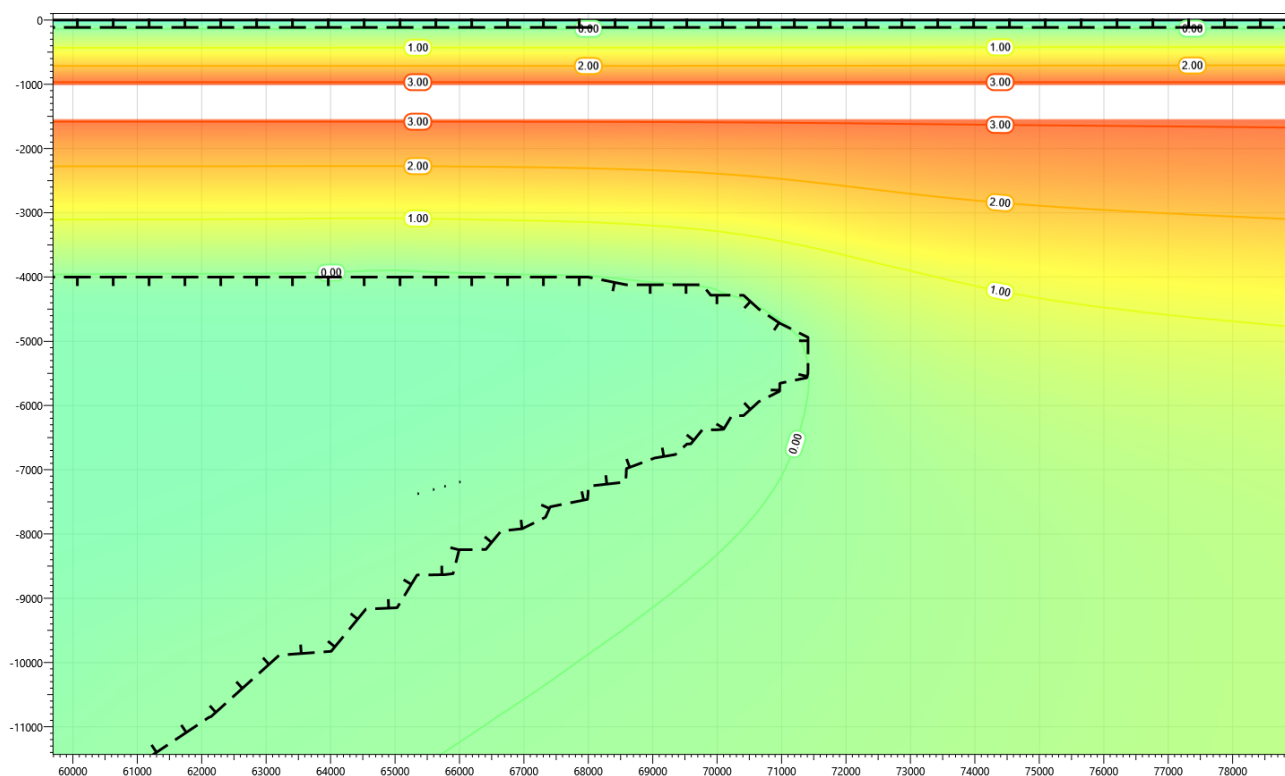


Рисунок В.64 – Температурное распределение в районе участка проектируемого напорного нефтепровода без теплоизоляции в районе ПК91+00 – ПК92+00. Конец летнего сезона пятый год эксплуатации.

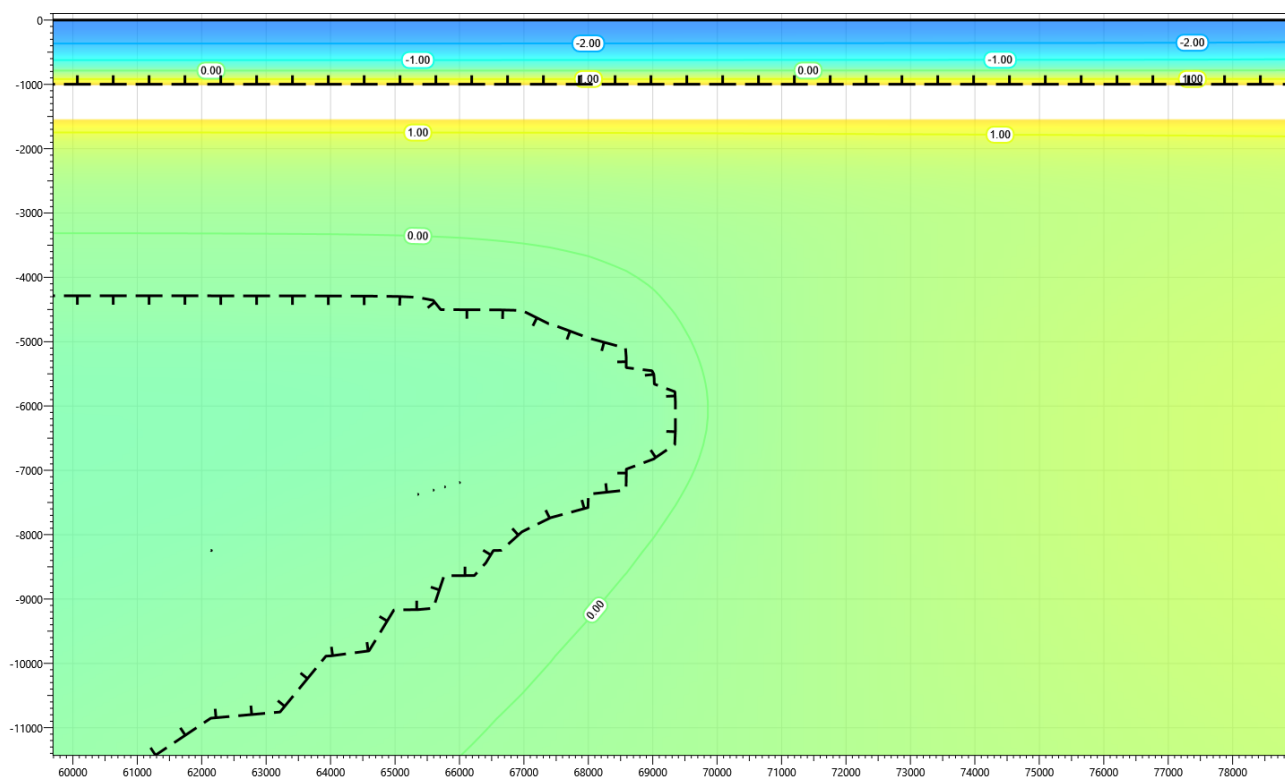


Рисунок В.65 – Температурное распределение в районе участка проектируемого напорного нефтепровода без теплоизоляции в районе ПК91+00 – ПК92+00. Конец зимнего сезона десятый год эксплуатации.

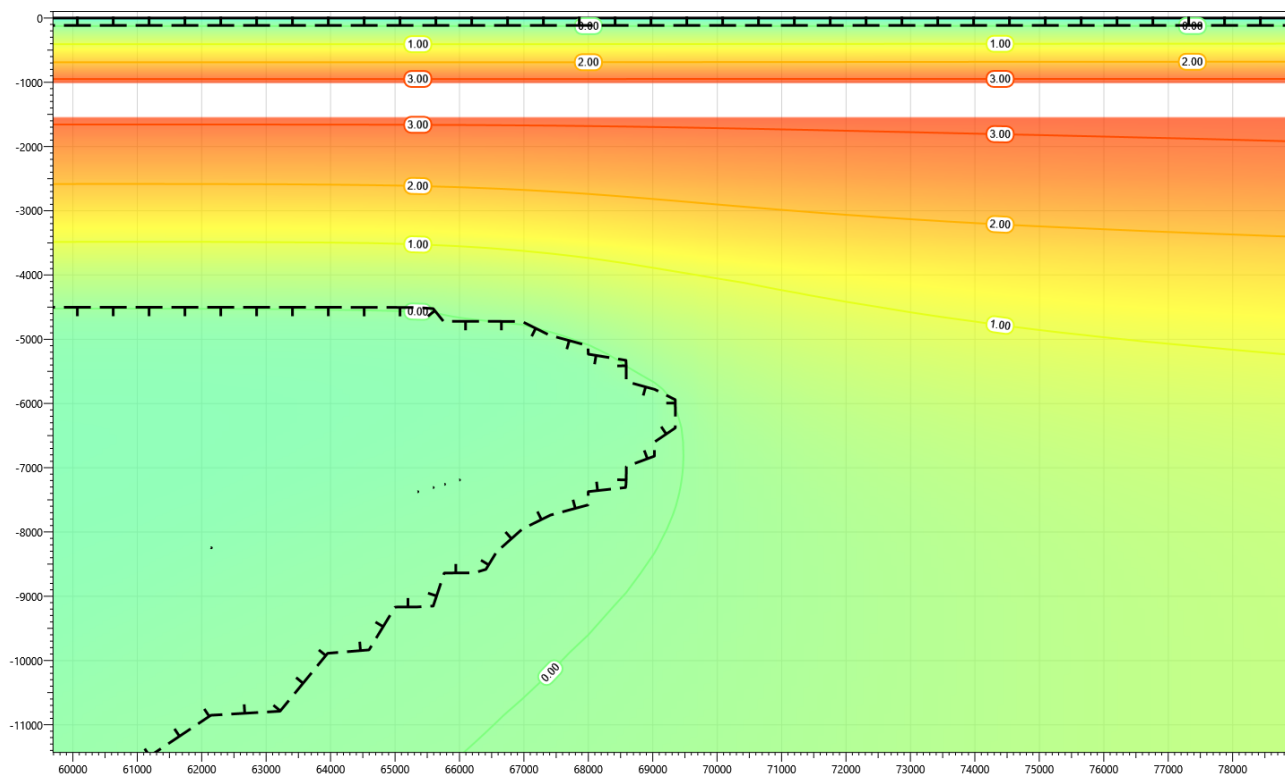


Рисунок В.66 – Температурное распределение в районе участка проектируемого напорного нефтепровода без теплоизоляции в районе ПК91+00 – ПК92+00. Конец летнего сезона десятый год эксплуатации.

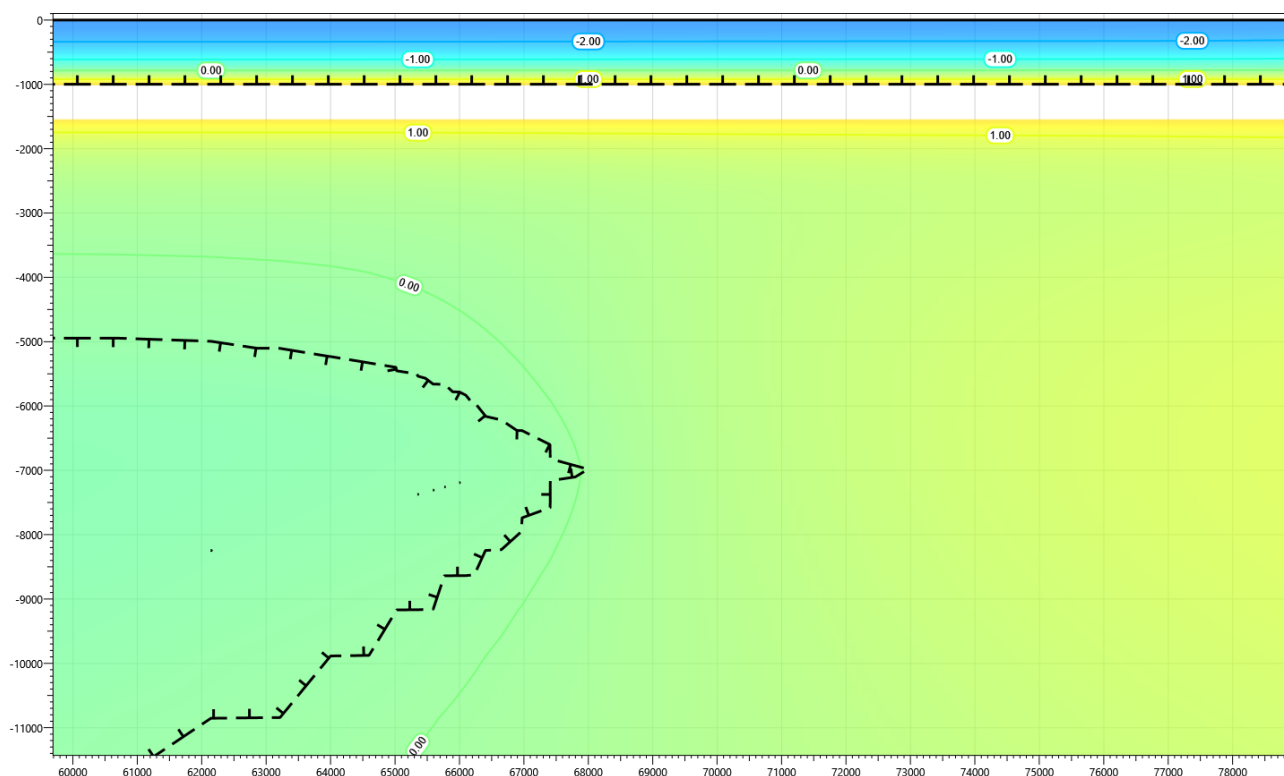


Рисунок В.67 – Температурное распределение в районе участка проектируемого напорного нефтепровода без теплоизоляции в районе ПК91+00 – ПК92+00. Конец зимнего сезона пятнадцатый год эксплуатации.

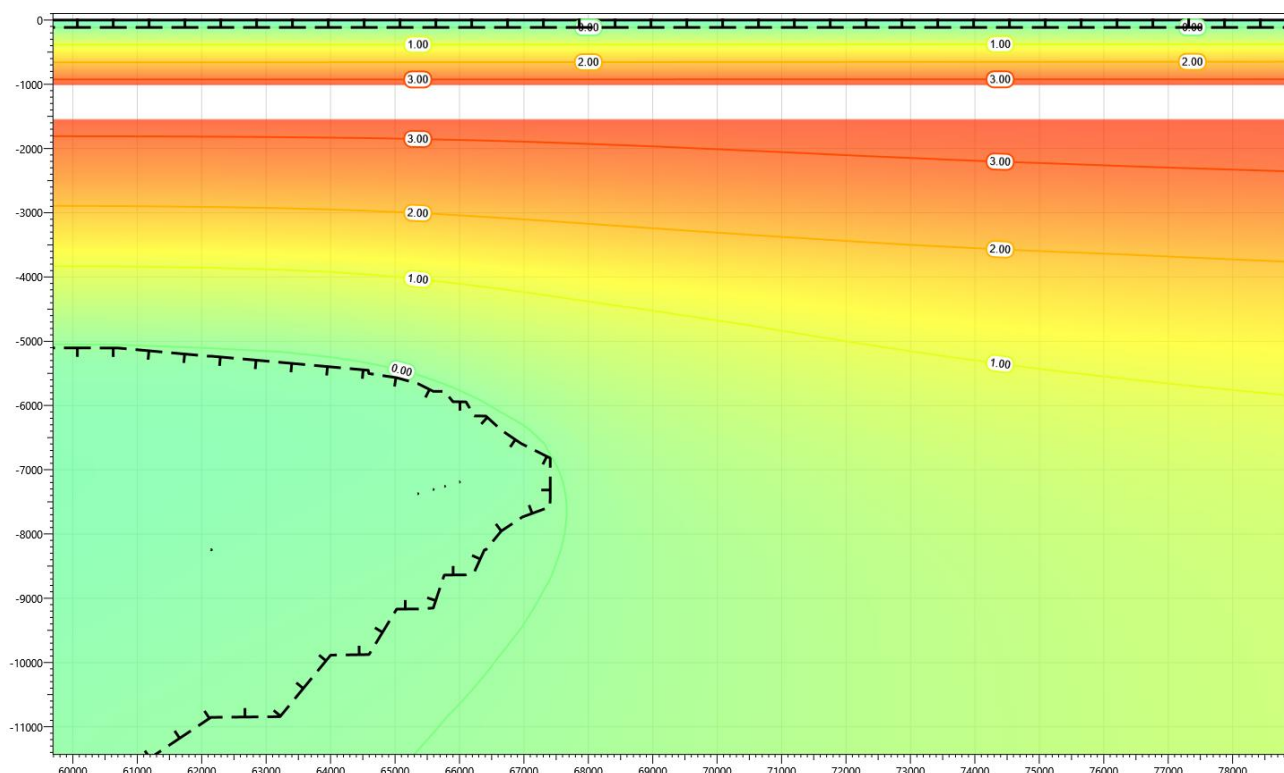


Рисунок В.68 – Температурное распределение в районе участка проектируемого напорного нефтепровода без теплоизоляции в районе ПК91+00 – ПК92+00. Конец летнего сезона пятнадцатый год эксплуатации.

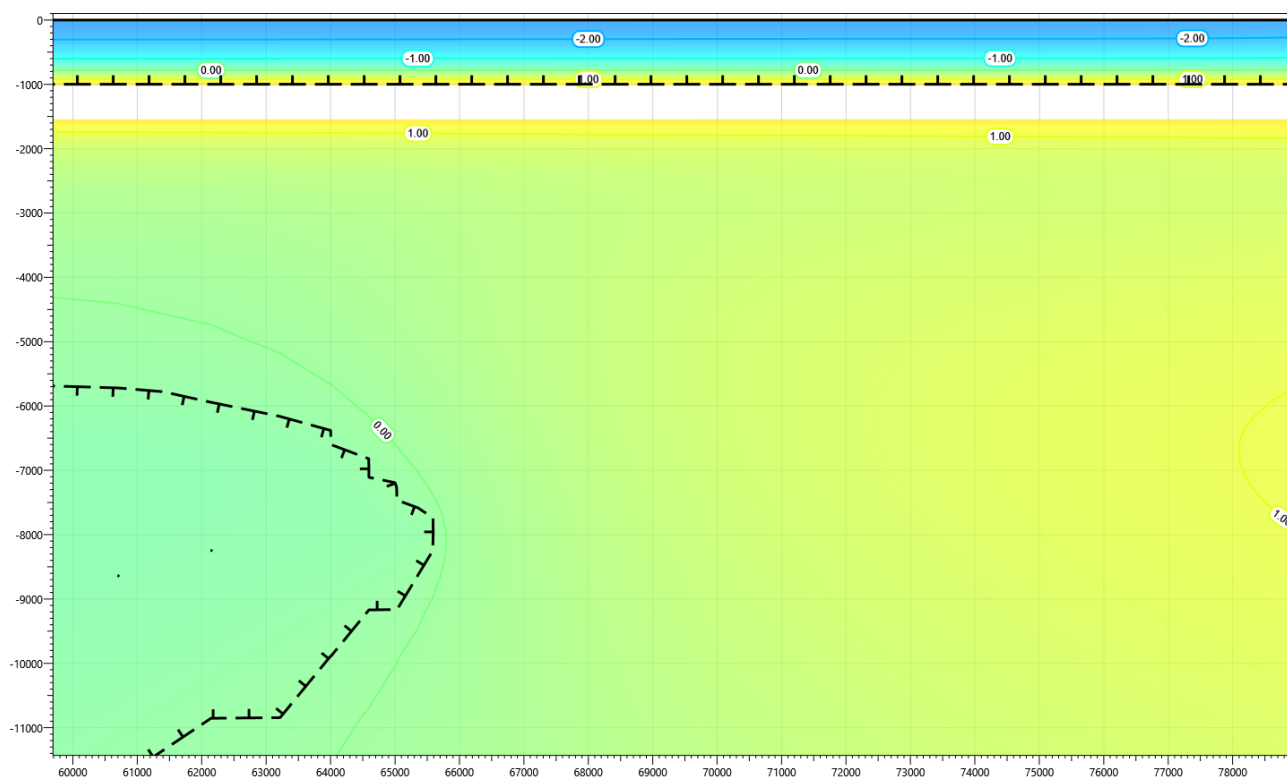


Рисунок В.69 – Температурное распределение в районе участка проектируемого напорного нефтепровода без теплоизоляции в районе ПК91+00 – ПК92+00. Конец зимнего сезона двадцатый год эксплуатации.

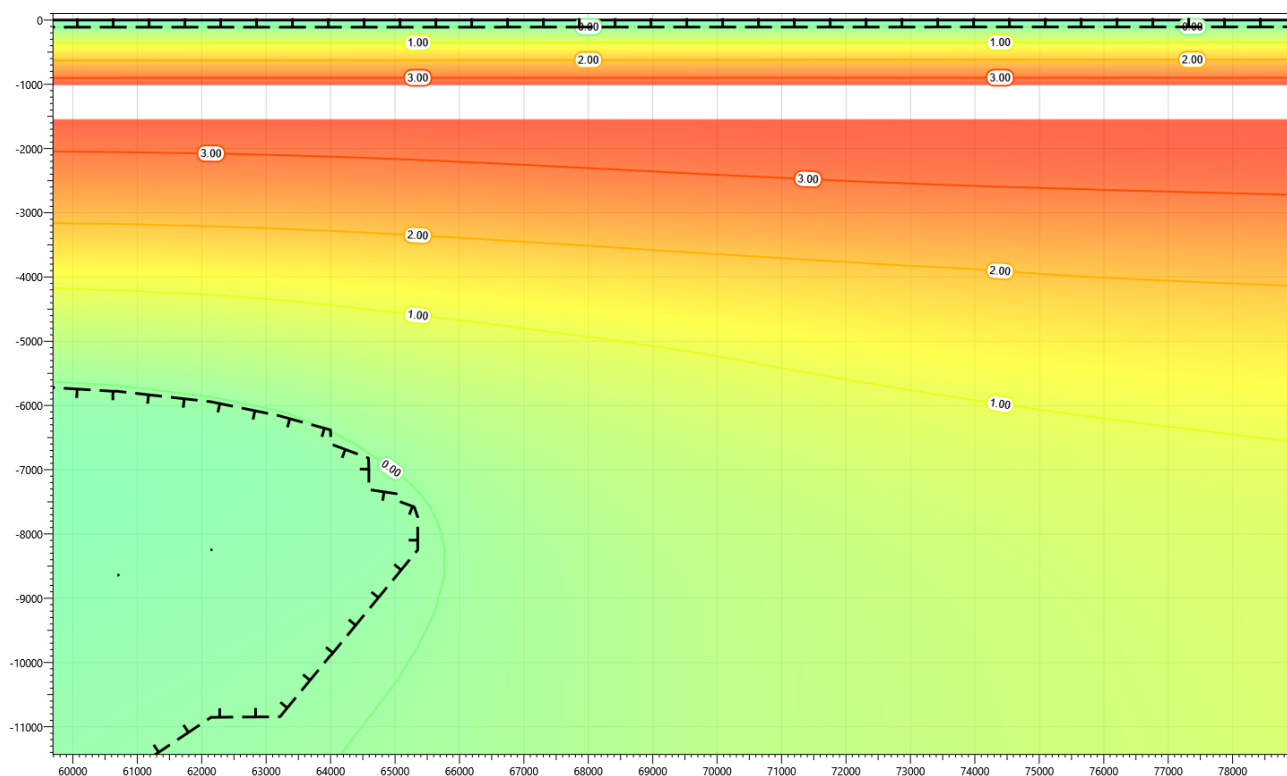


Рисунок В.70 – Температурное распределение в районе участка проектируемого напорного нефтепровода без теплоизоляции в районе ПК91+00 – ПК92+00. Конец летнего сезона двадцатый год эксплуатации.

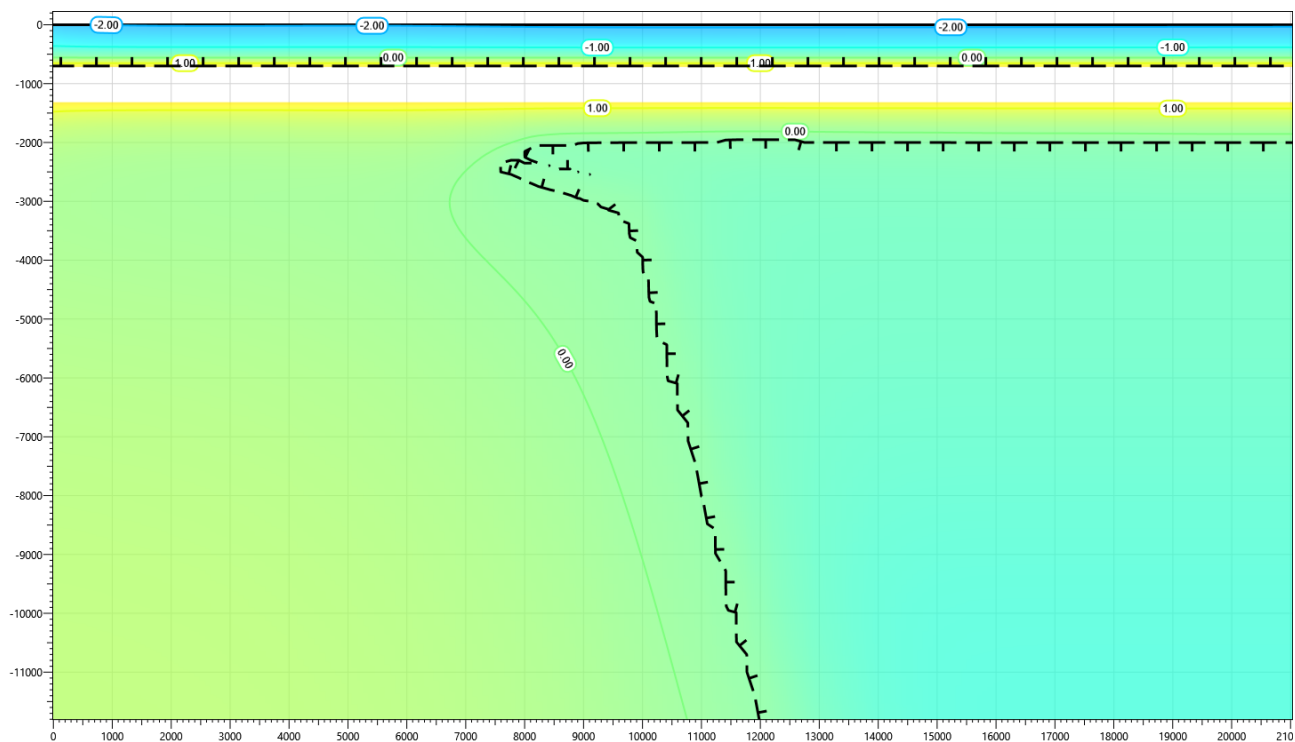


Рисунок В.71 – Температурное распределение в районе участка проектируемого напорного нефтепровода без теплоизоляции в районе ПК138+00 – ПК140+00. Конец зимнего сезона первый год эксплуатации.

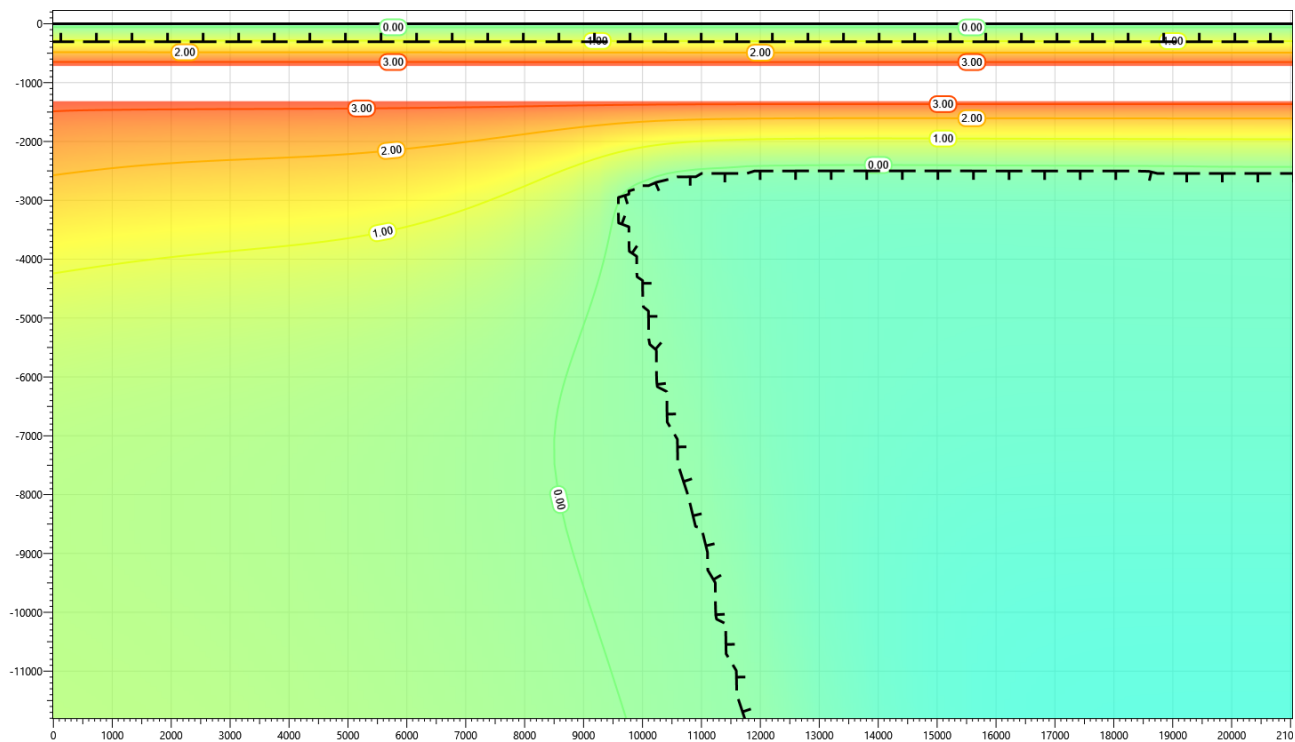


Рисунок В.72 – Температурное распределение в районе участка проектируемого напорного нефтепровода без теплоизоляции в районе ПК138+00 – ПК140+00. Конец летнего сезона первый год эксплуатации.

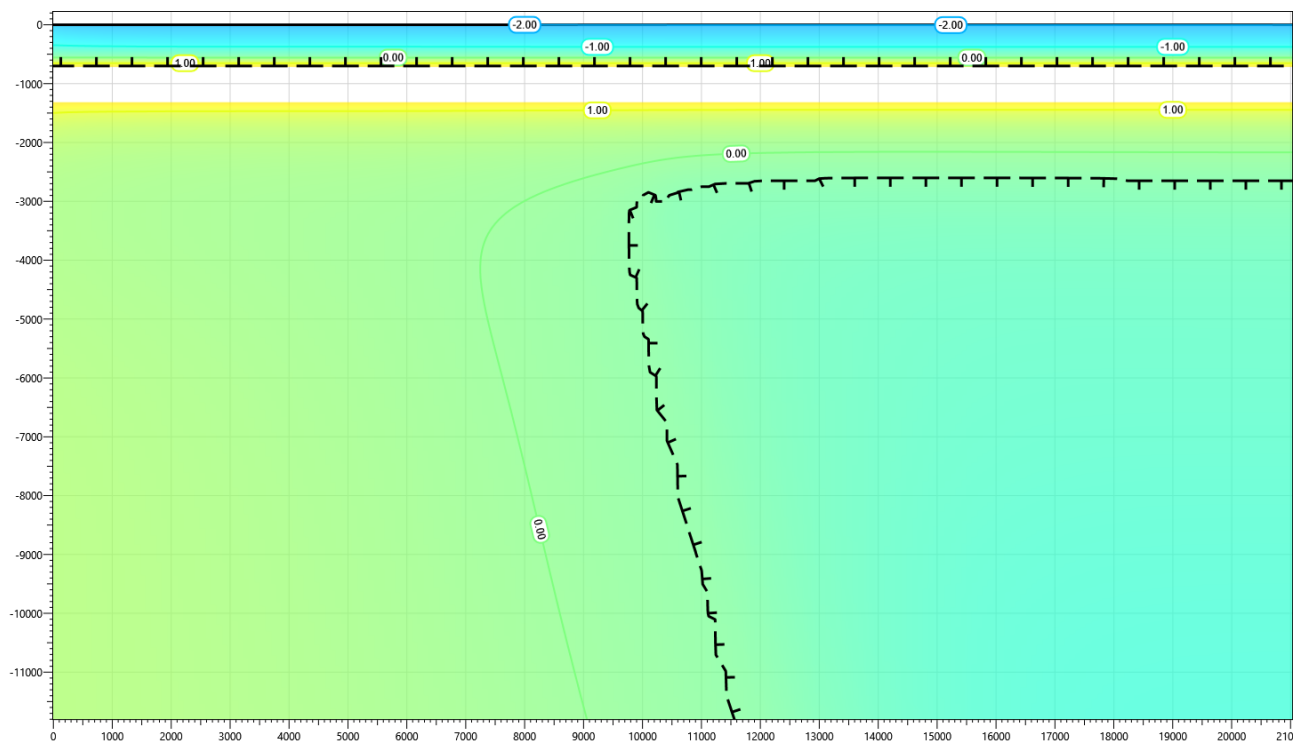


Рисунок В.73 – Температурное распределение в районе участка проектируемого напорного нефтепровода без теплоизоляции в районе ПК138+00 – ПК140+00. Конец зимнего сезона второй год эксплуатации.

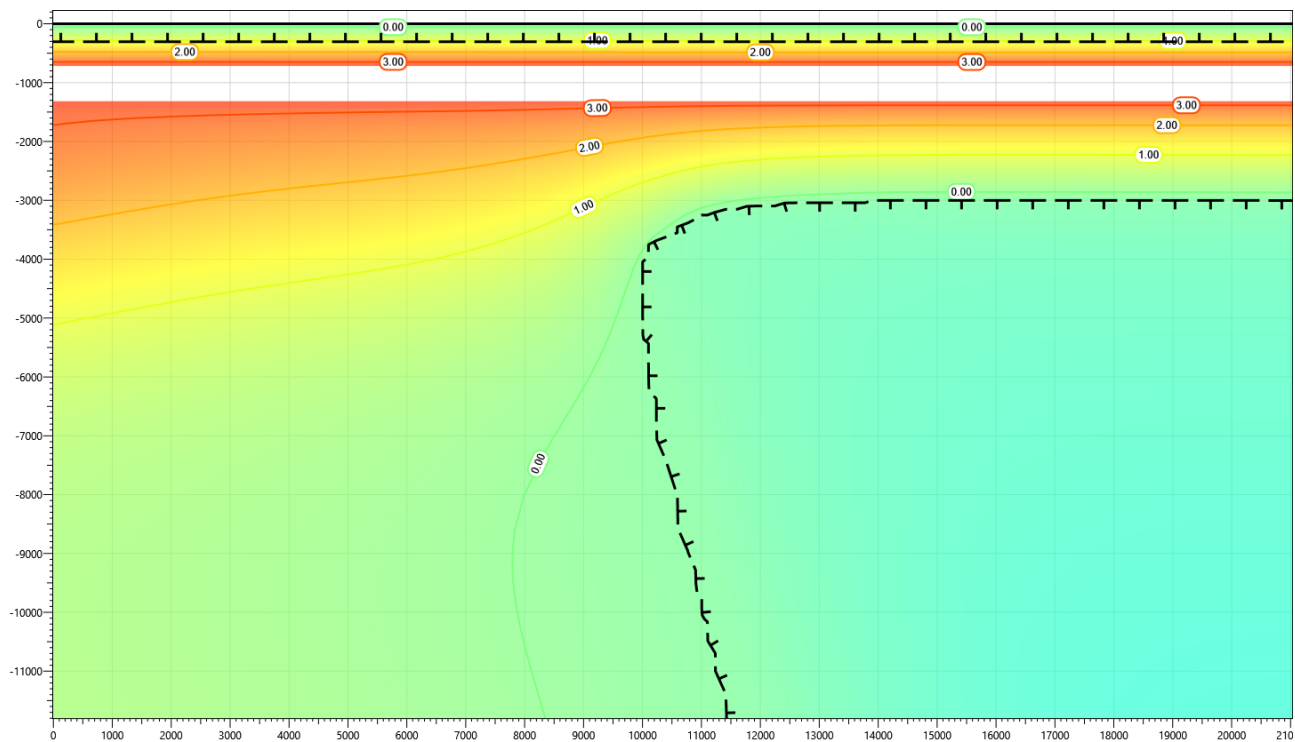


Рисунок В.74 – Температурное распределение в районе участка проектируемого напорного нефтепровода без теплоизоляции в районе ПК138+00 – ПК140+00. Конец летнего сезона второй год эксплуатации.

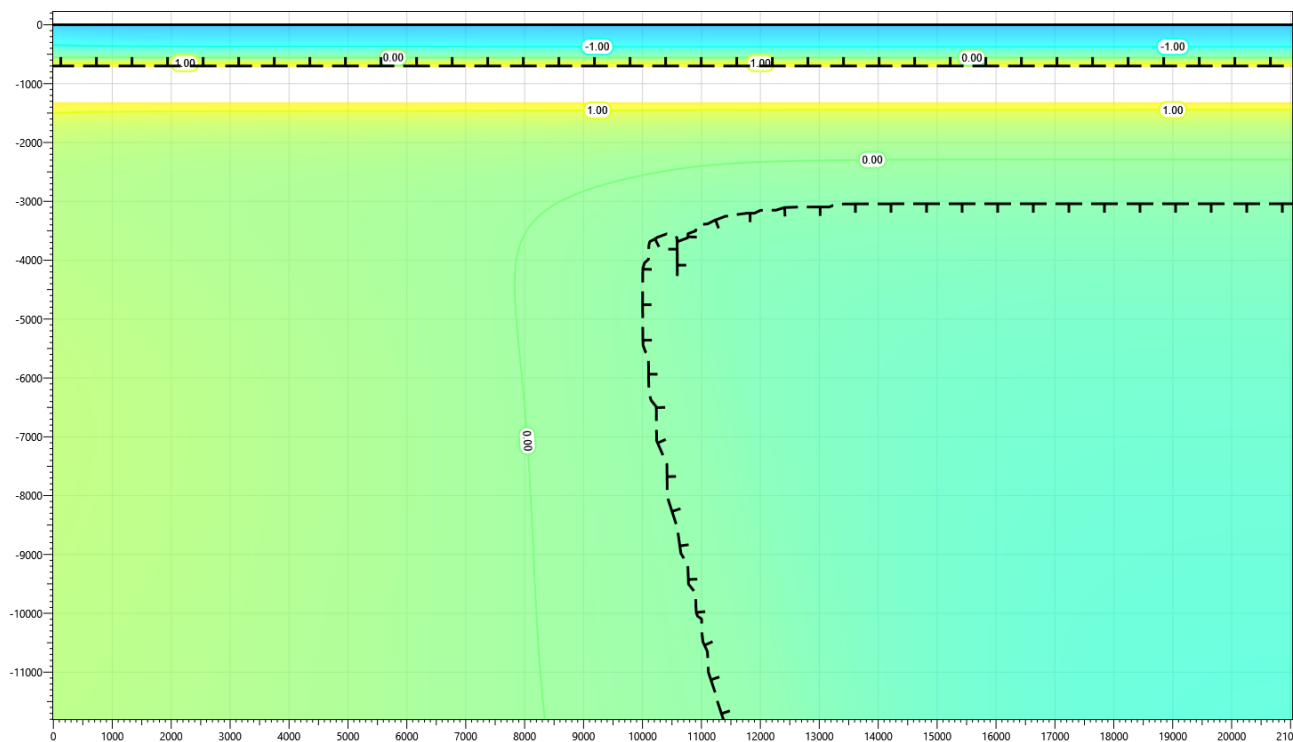


Рисунок В.75 – Температурное распределение в районе участка проектируемого напорного нефтепровода без теплоизоляции в районе ПК138+00 – ПК140+00. Конец зимнего сезона третий год эксплуатации.

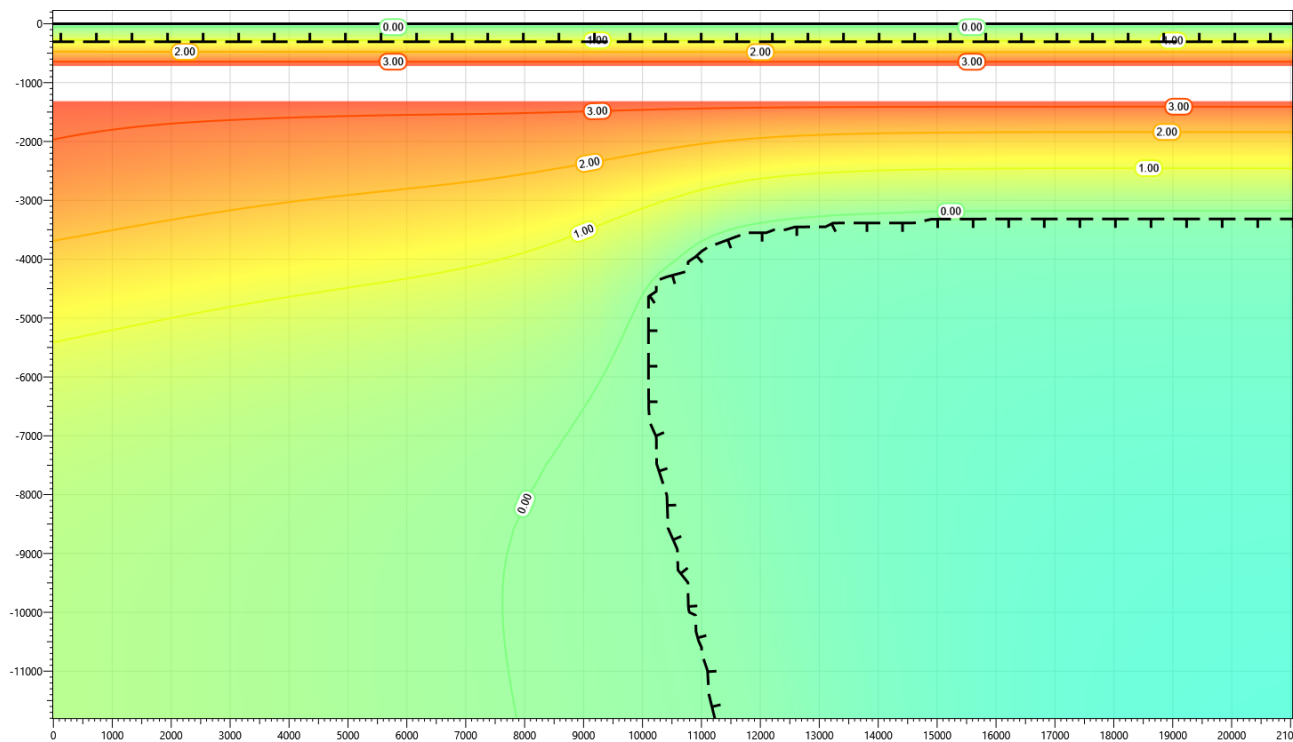


Рисунок В.76 – Температурное распределение в районе участка проектируемого напорного нефтепровода без теплоизоляции в районе ПК138+00 – ПК140+00. Конец летнего сезона третий год эксплуатации.

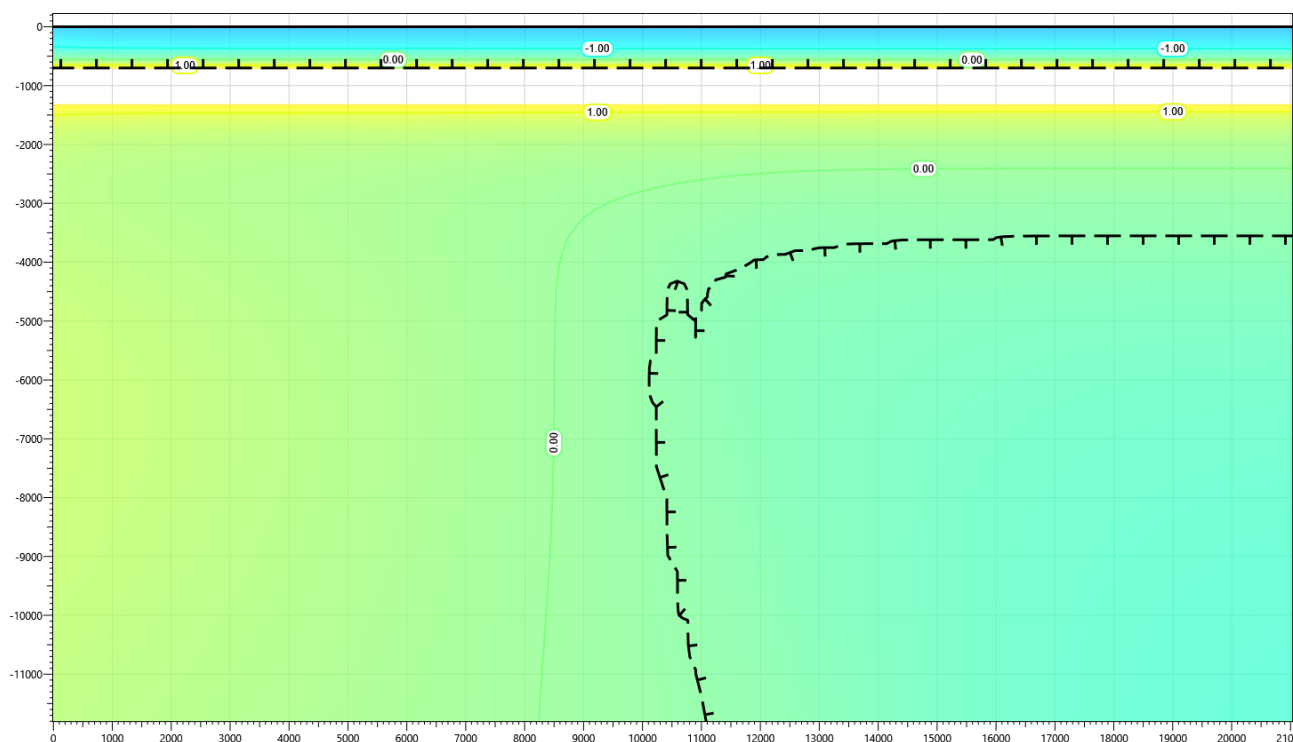


Рисунок В.77 – Температурное распределение в районе участка проектируемого напорного нефтепровода без теплоизоляции в районе ПК138+00 – ПК140+00. Конец зимнего сезона пятый год эксплуатации.

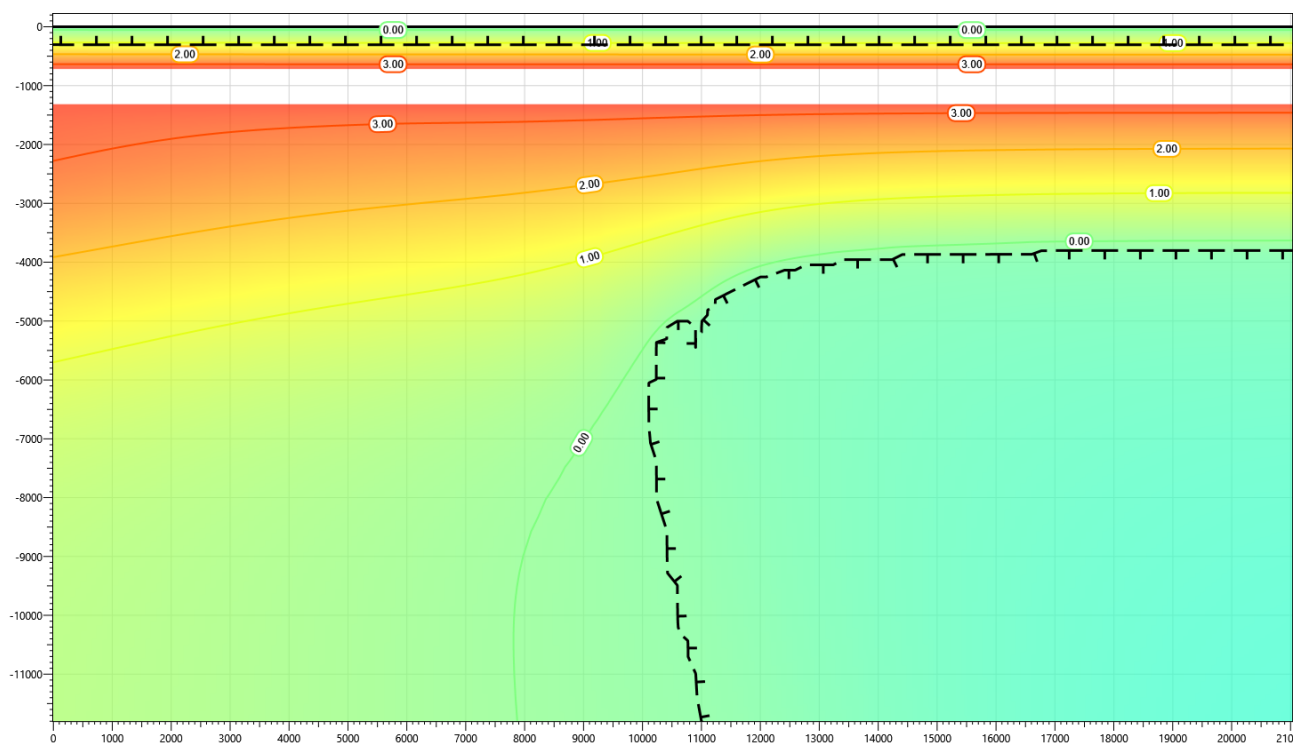


Рисунок В.78 – Температурное распределение в районе участка проектируемого напорного нефтепровода без теплоизоляции в районе ПК138+00 – ПК140+00. Конец летнего сезона пятый год эксплуатации.

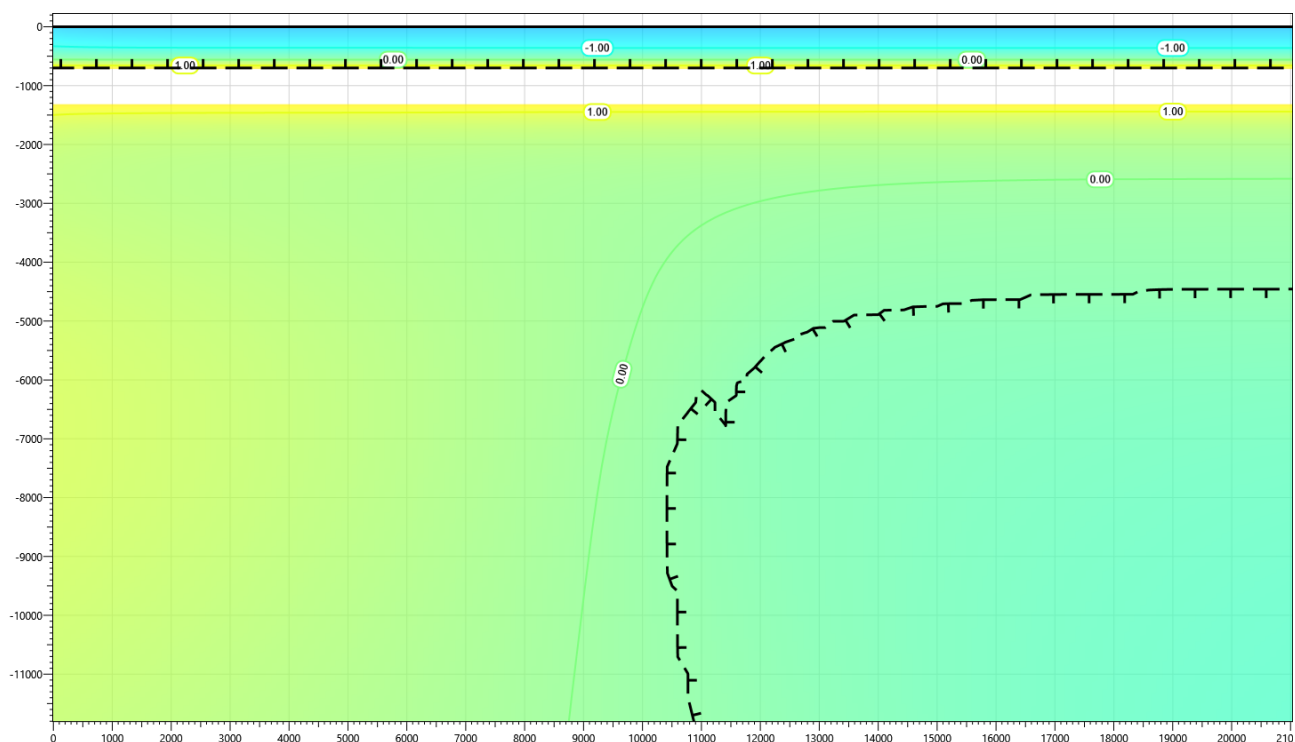


Рисунок В.79 – Температурное распределение в районе участка проектируемого напорного нефтепровода без теплоизоляции в районе ПК138+00 – ПК140+00. Конец зимнего сезона десятый год эксплуатации.

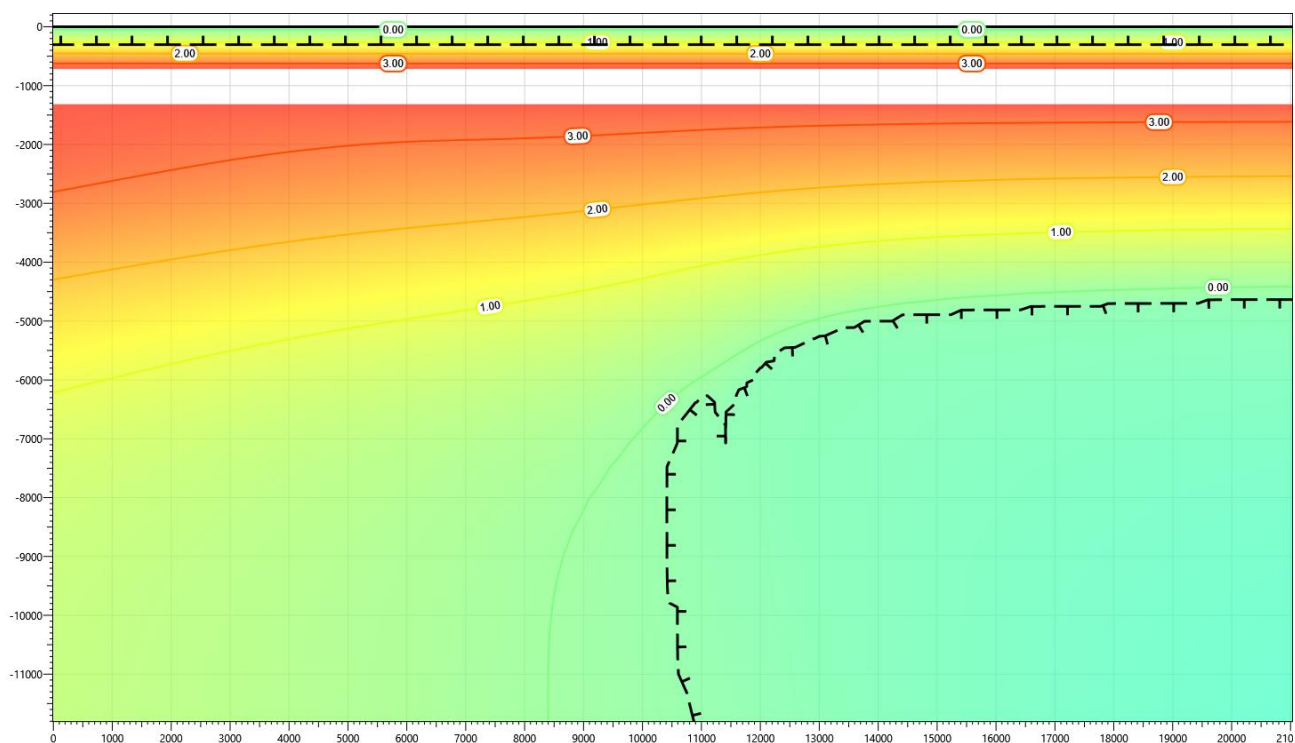


Рисунок В.80 – Температурное распределение в районе участка проектируемого напорного нефтепровода без теплоизоляции в районе ПК138+00 – ПК140+00. Конец летнего сезона десятый год эксплуатации.

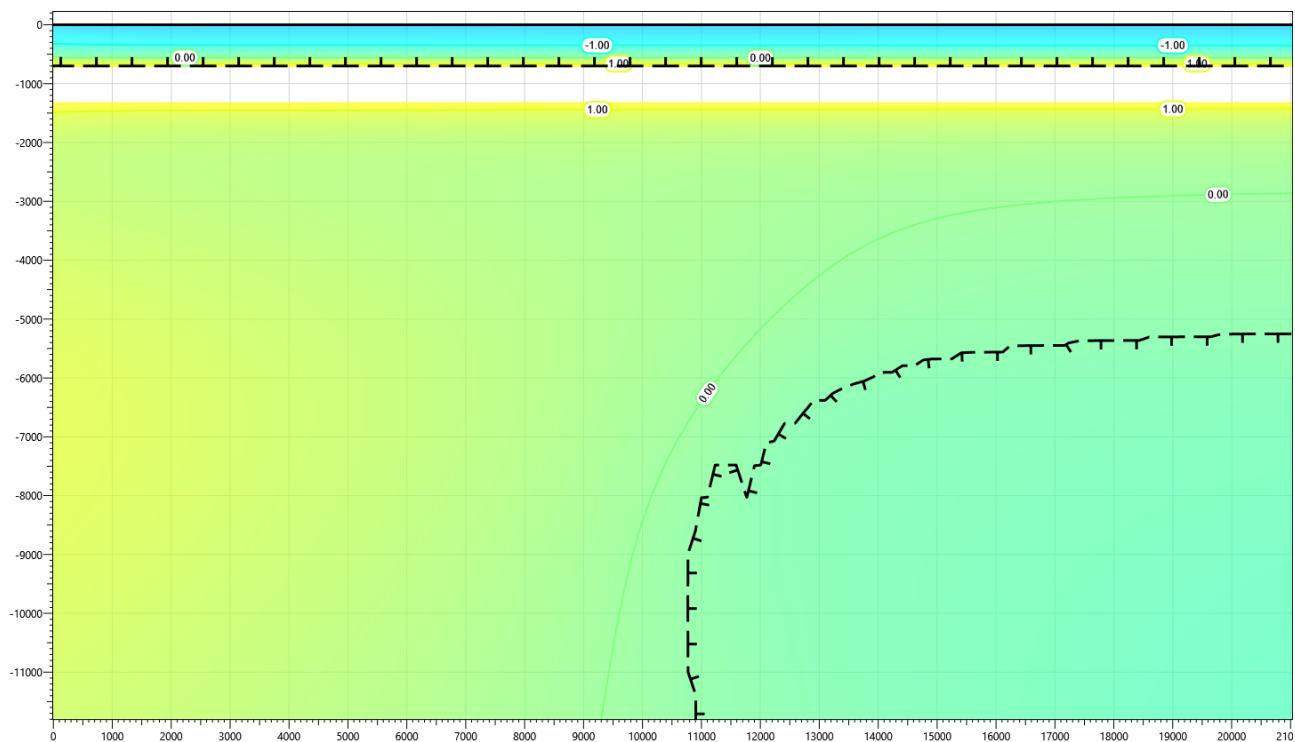


Рисунок В.81 – Температурное распределение в районе участка проектируемого напорного нефтепровода без теплоизоляции в районе ПК138+00 – ПК140+00. Конец зимнего сезона пятнадцатый год эксплуатации.

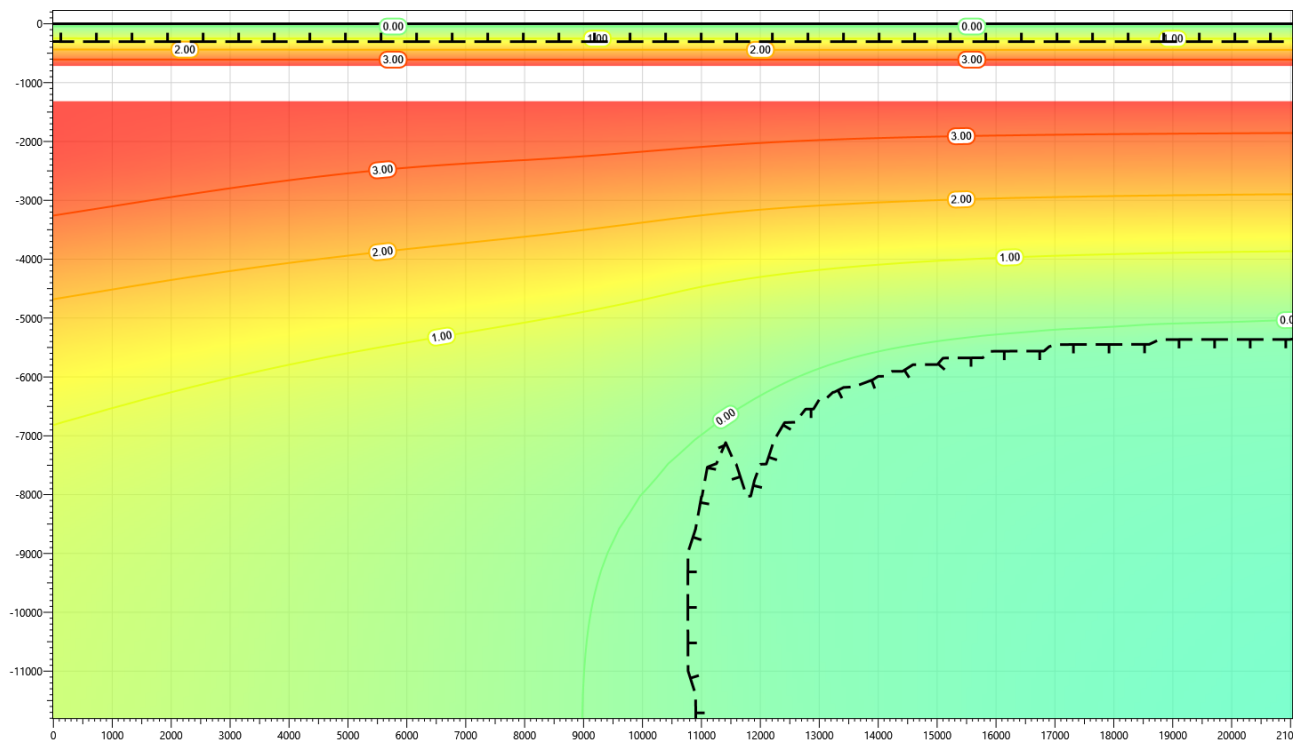


Рисунок В.82 – Температурное распределение в районе участка проектируемого напорного нефтепровода без теплоизоляции в районе ПК138+00 – ПК140+00. Конец летнего сезона пятнадцатый год эксплуатации.

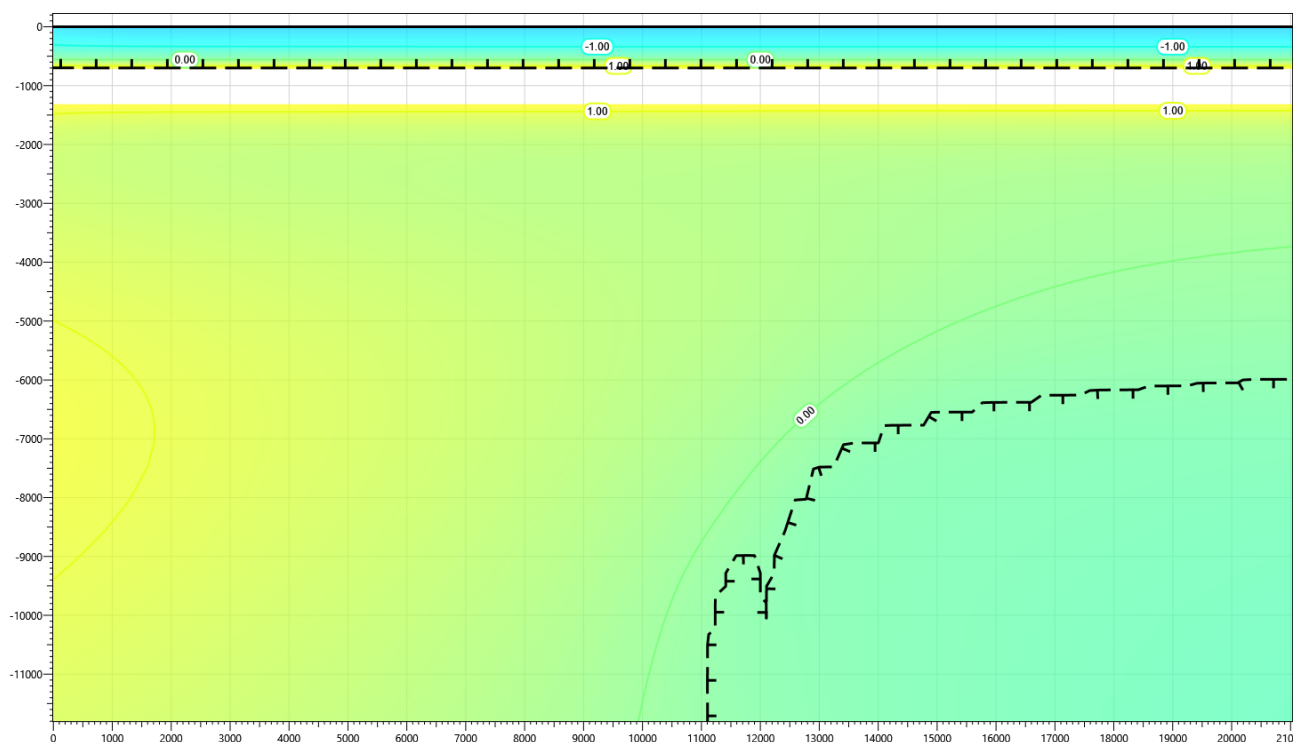


Рисунок В.83 – Температурное распределение в районе участка проектируемого напорного нефтепровода без теплоизоляции в районе ПК138+00 – ПК140+00. Конец зимнего сезона двадцатый год эксплуатации.

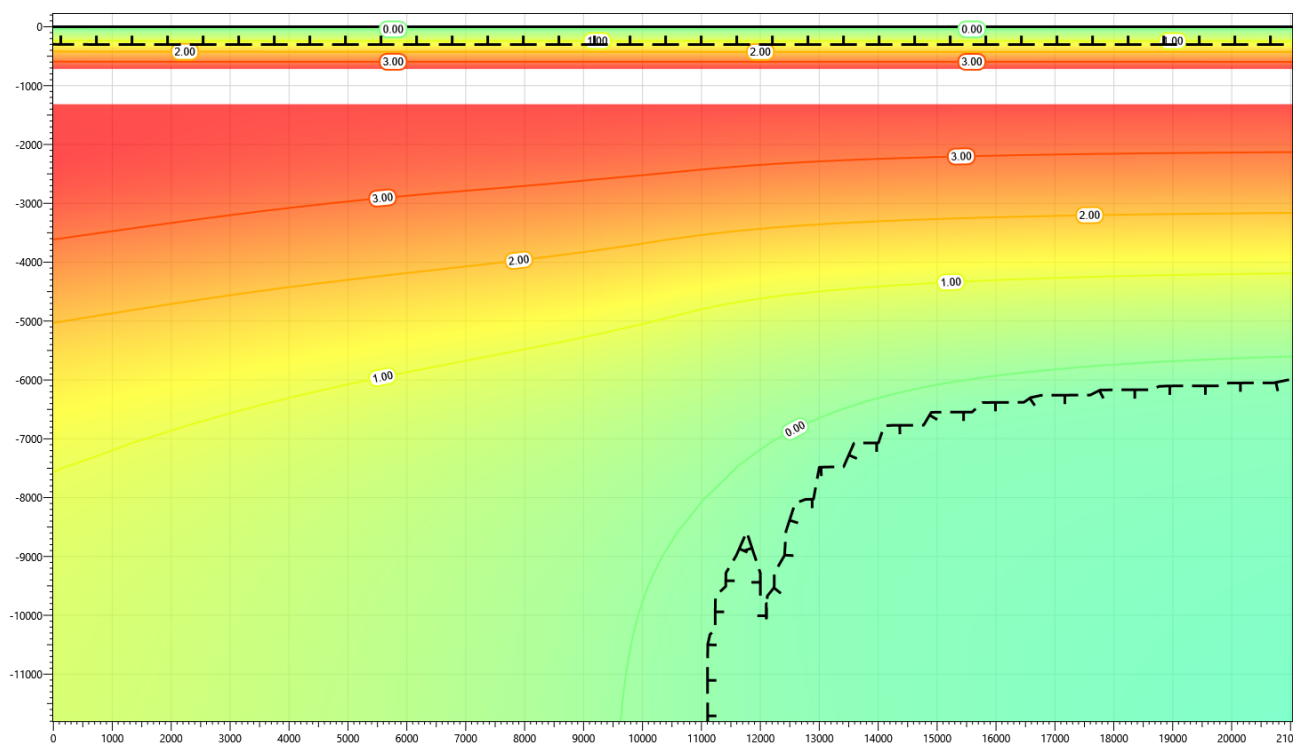


Рисунок В.84 – Температурное распределение в районе участка проектируемого напорного нефтепровода без теплоизоляции в районе ПК138+00 – ПК140+00. Конец летнего сезона двадцатый год эксплуатации.

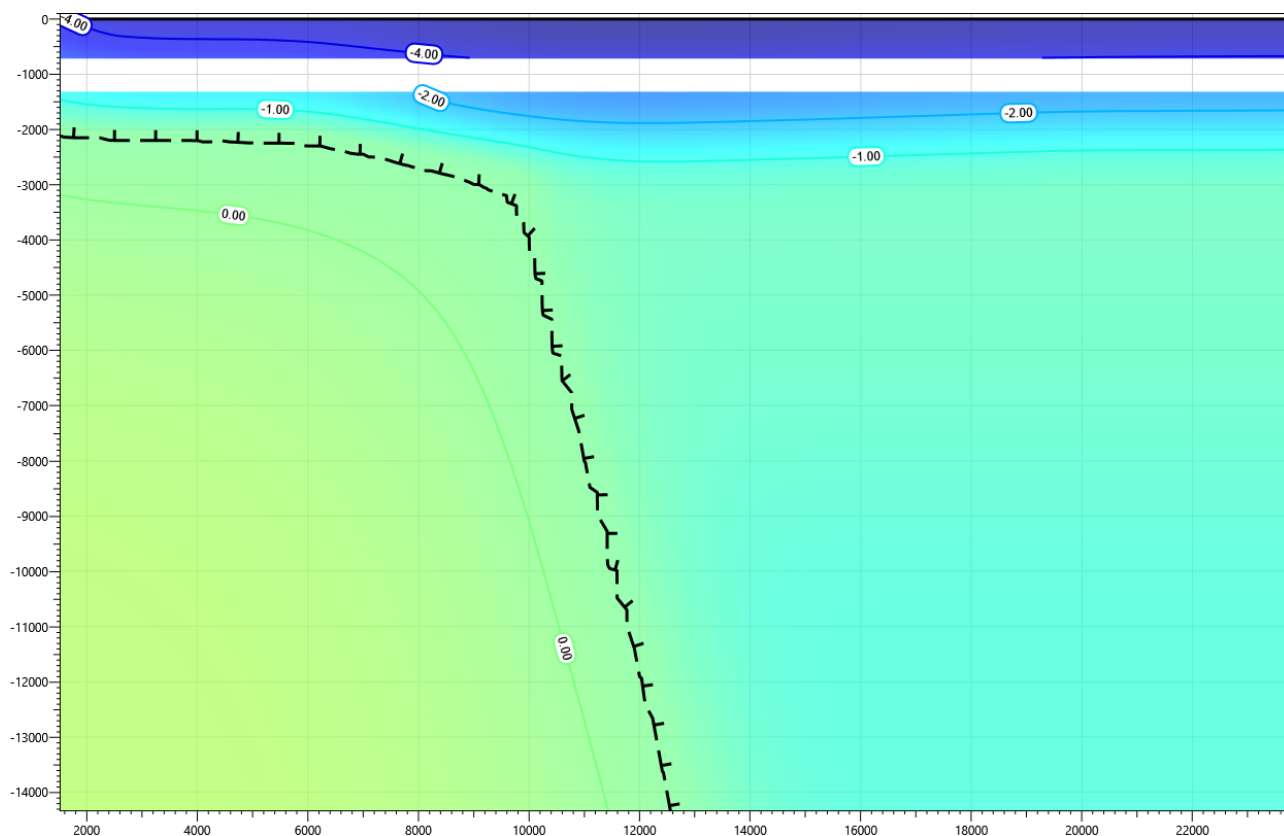


Рисунок В.85 – Температурное распределение в районе участка проектируемого напорного нефтепровода с теплоизоляцией в районе ПК138+00 - ПК140+00.. Конец зимнего сезона первый год эксплуатации.

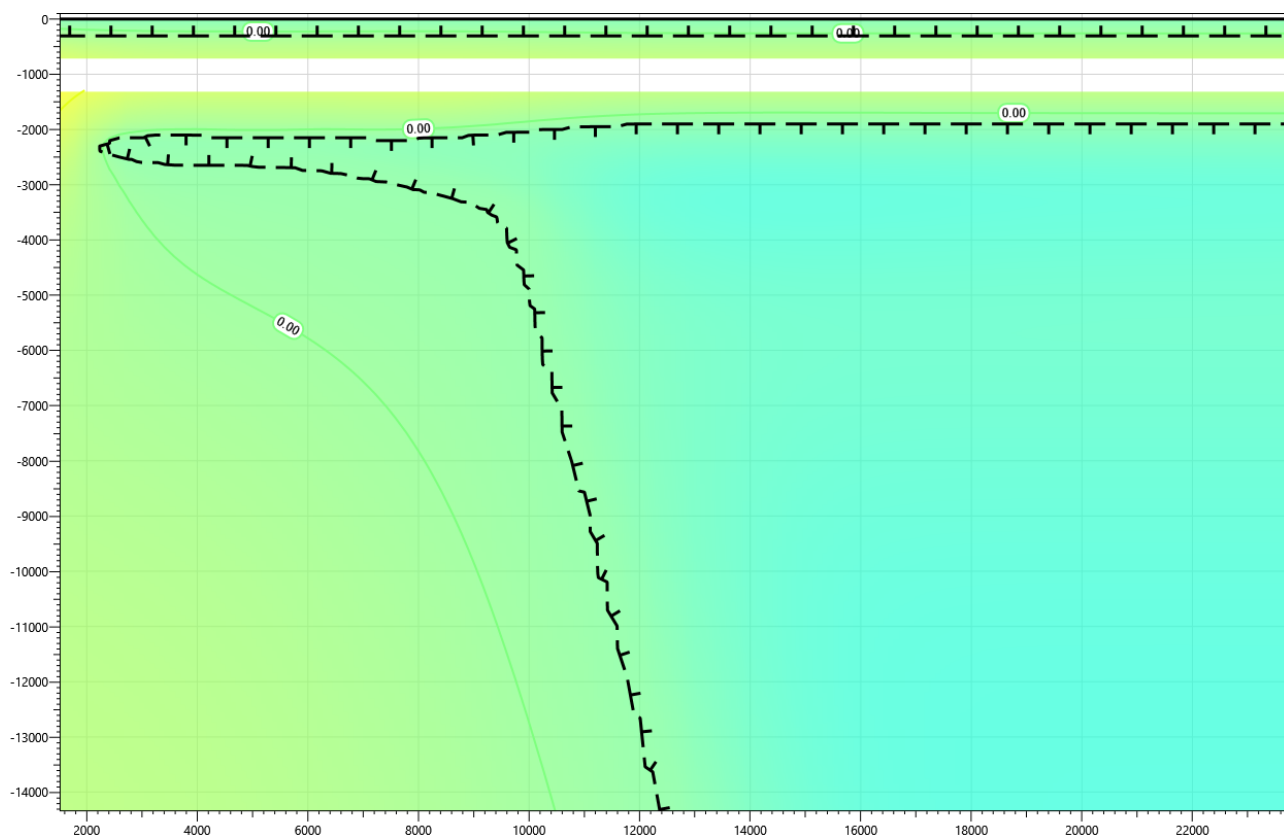


Рисунок В.86 – Температурное распределение в районе участка проектируемого напорного нефтепровода с теплоизоляцией в районе ПК138+00 - ПК140+00. Конец летнего сезона первый год эксплуатации.

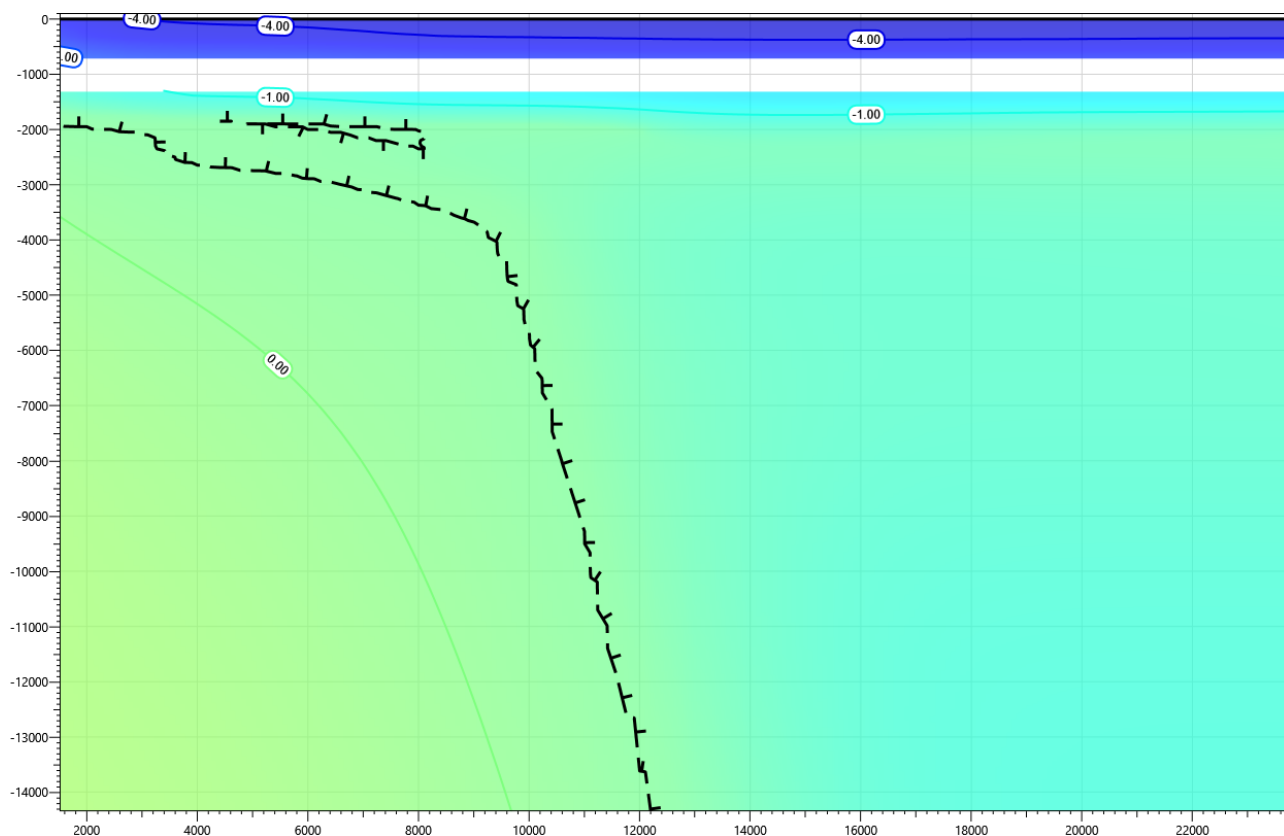


Рисунок В.87 – Температурное распределение в районе участка проектируемого напорного нефтепровода с теплоизоляцией в районе ПК138+00 - ПК140+00. Конец зимнего сезона второй год эксплуатации.

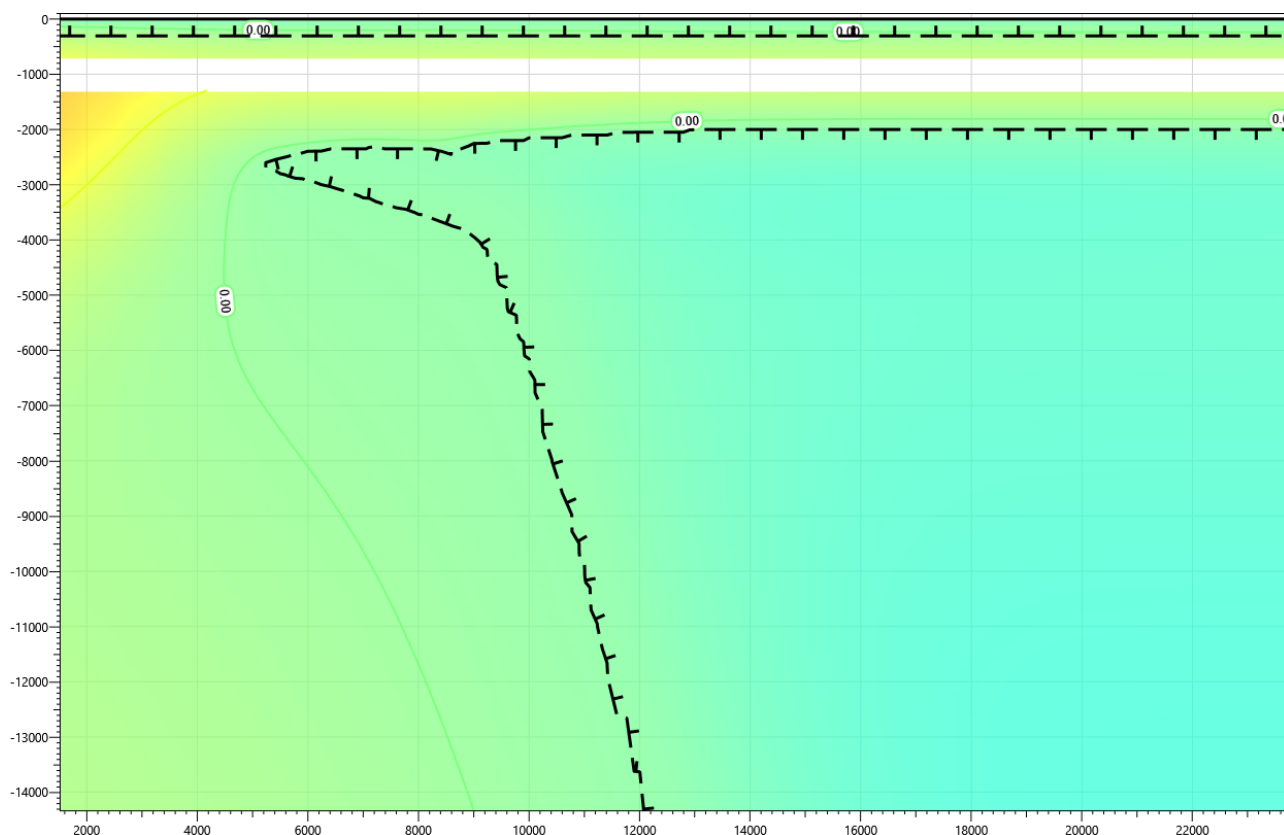


Рисунок В.88 – Температурное распределение в районе участка проектируемого напорного нефтепровода с теплоизоляцией в районе ПК138+00 - ПК140+00. Конец летнего сезона второй год эксплуатации.

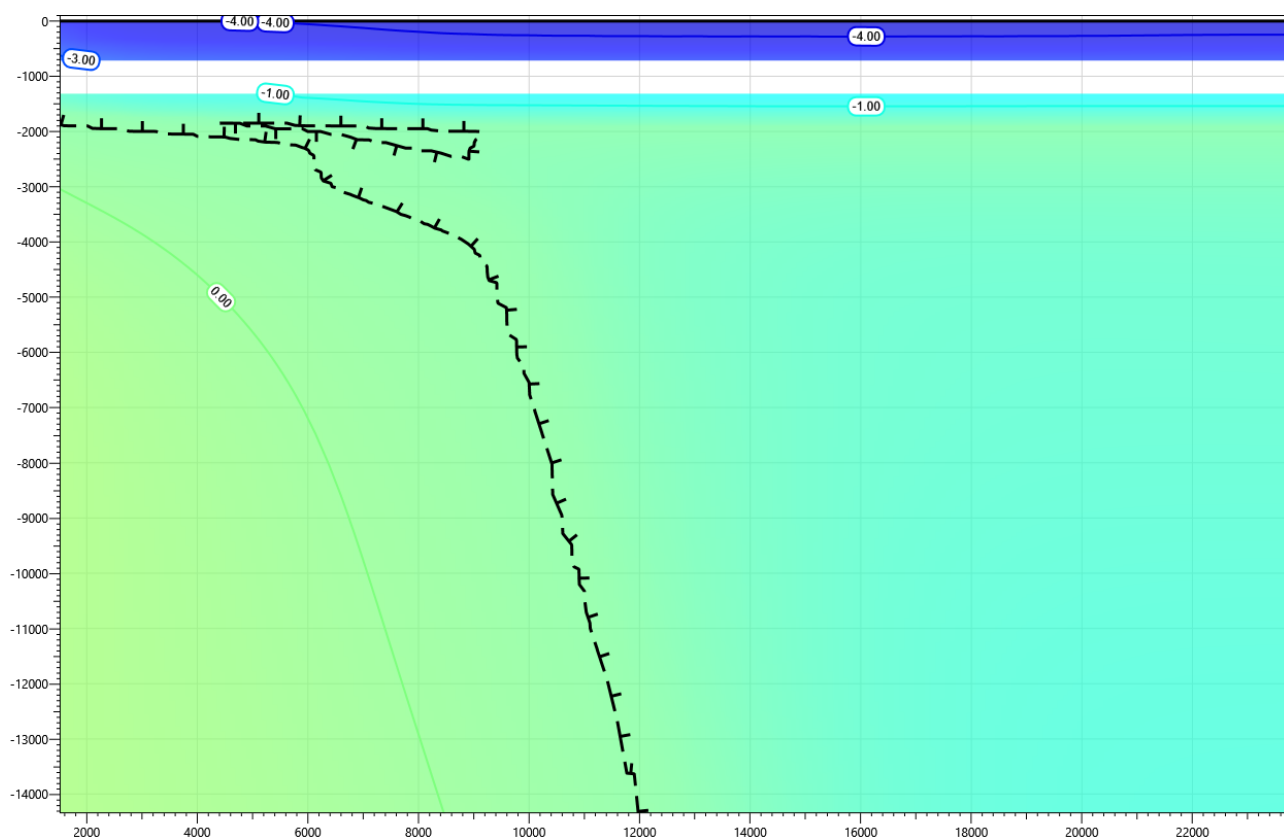


Рисунок В.89 – Температурное распределение в районе участка проектируемого напорного нефтепровода с теплоизоляцией в районе ПК138+00 - ПК140+00. Конец зимнего сезона третий год эксплуатации.

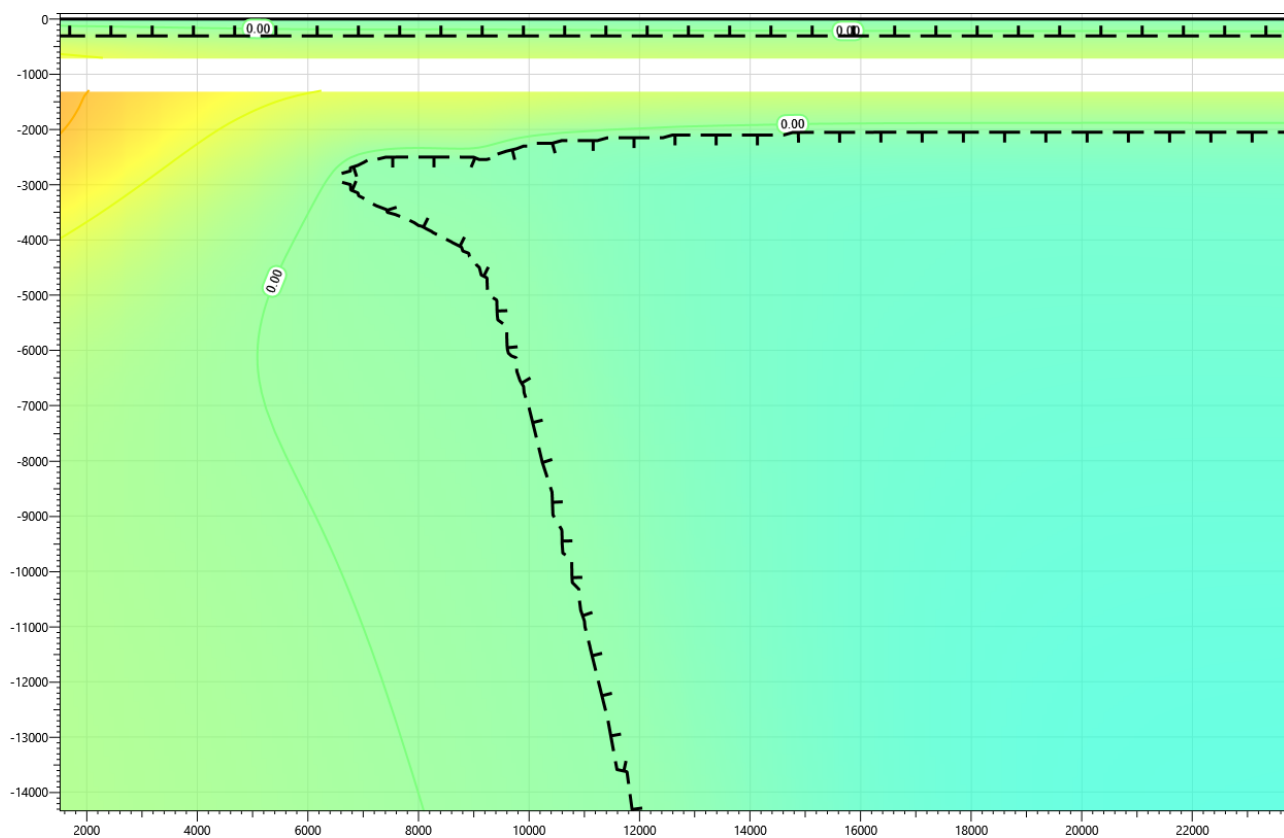


Рисунок В.90 – Температурное распределение в районе участка проектируемого напорного нефтепровода с теплоизоляцией в районе ПК138+00 - ПК140+00. Конец летнего сезона третий год эксплуатации.

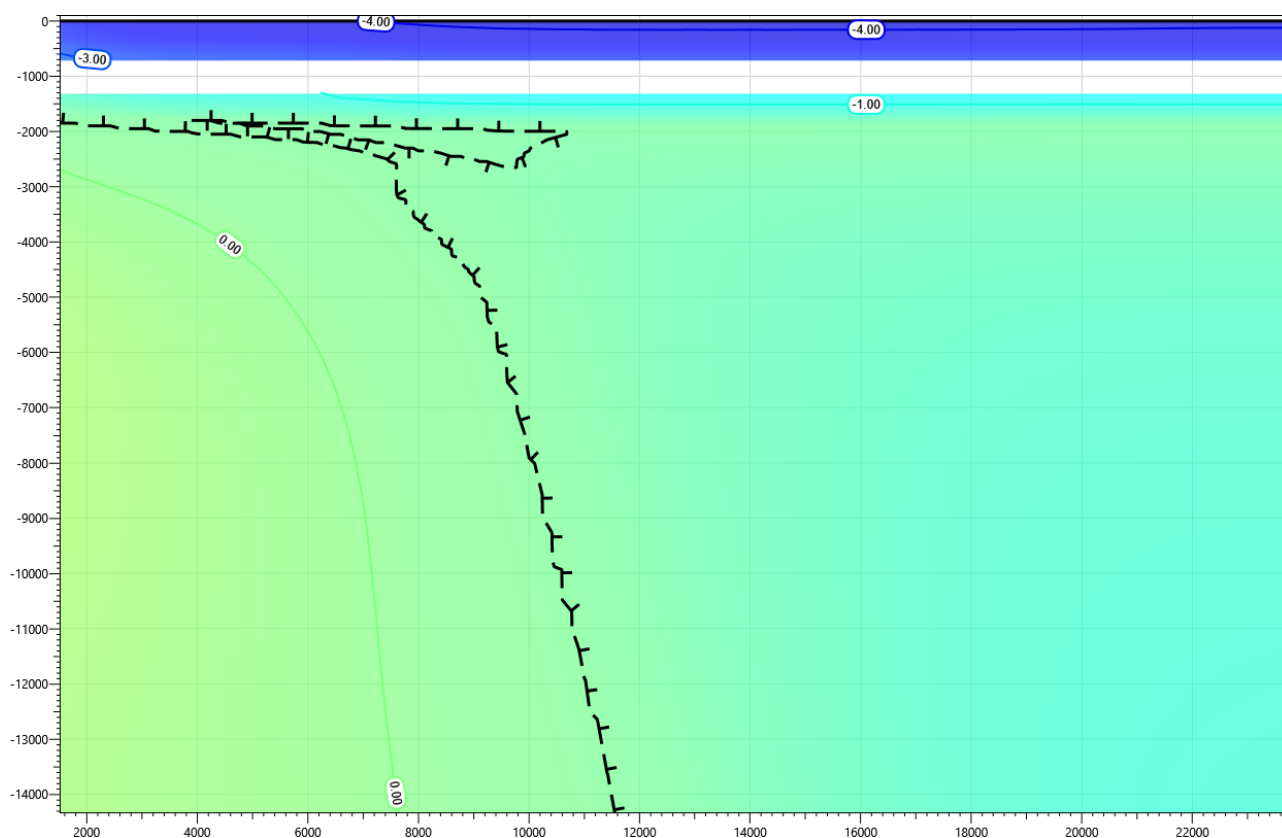


Рисунок В.91 – Температурное распределение в районе участка проектируемого напорного нефтепровода с теплоизоляцией в районе ПК138+00 - ПК140+00. Конец зимнего сезона пятый год эксплуатации.

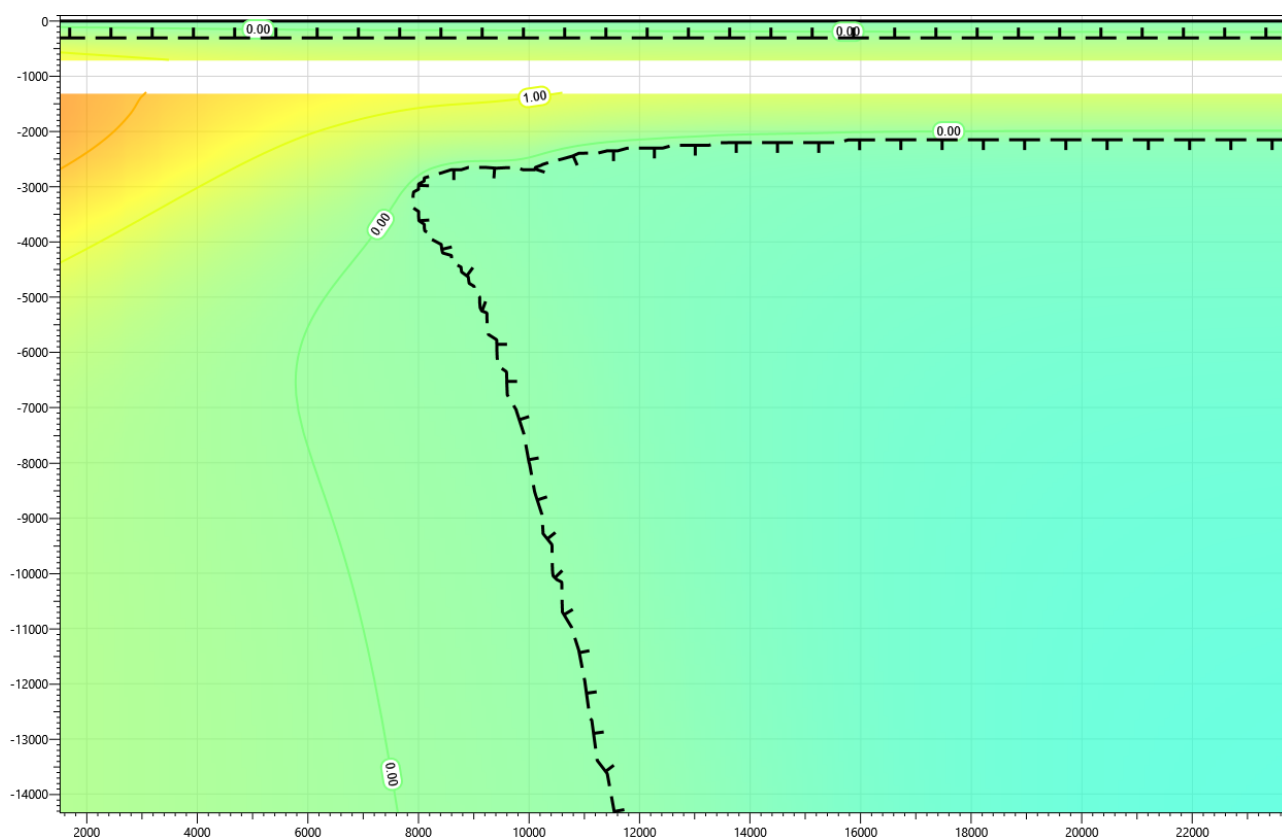


Рисунок В.92 – Температурное распределение в районе участка проектируемого напорного нефтепровода с теплоизоляцией в районе ПК138+00 - ПК140+00. Конец летнего сезона пятый год эксплуатации.

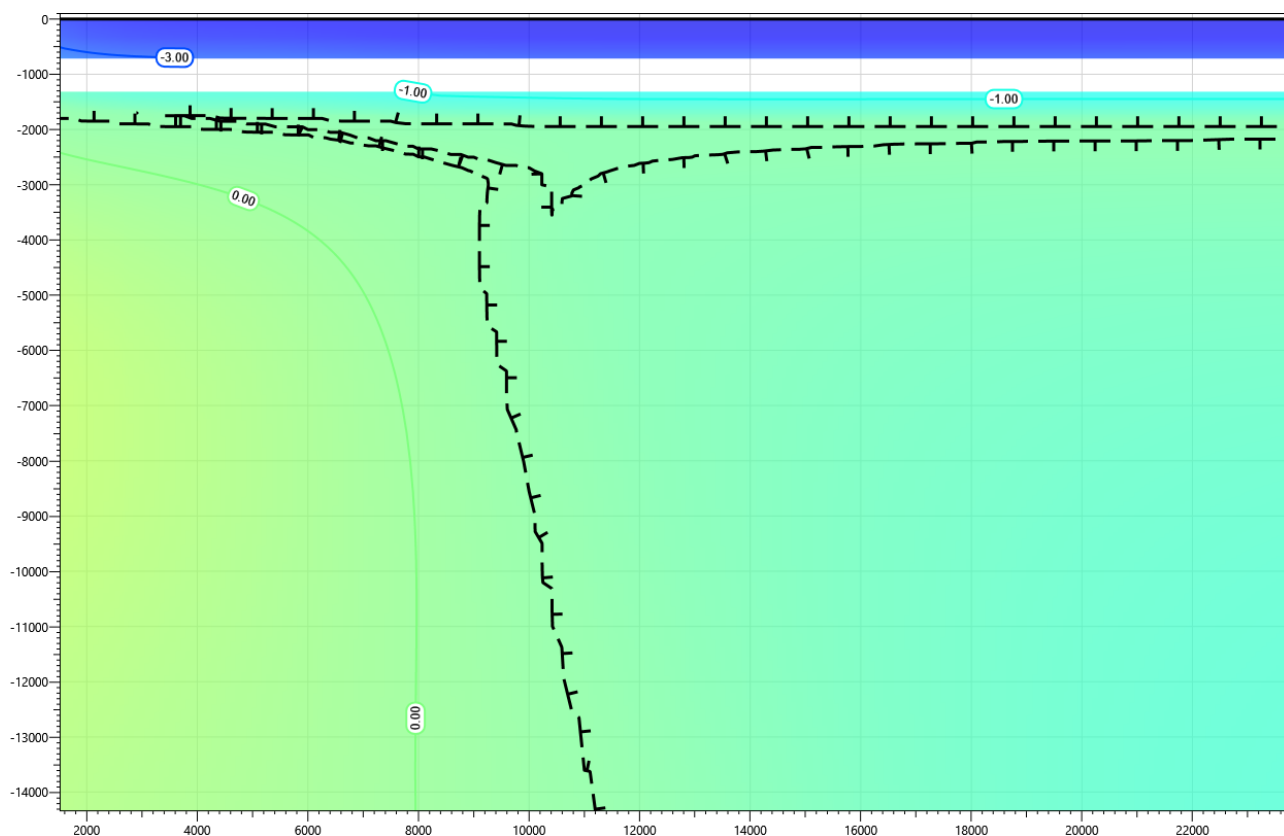


Рисунок В.93 – Температурное распределение в районе участка проектируемого напорного нефтепровода с теплоизоляцией в районе ПК138+00 - ПК140+00. Конец зимнего сезона десятый год эксплуатации.

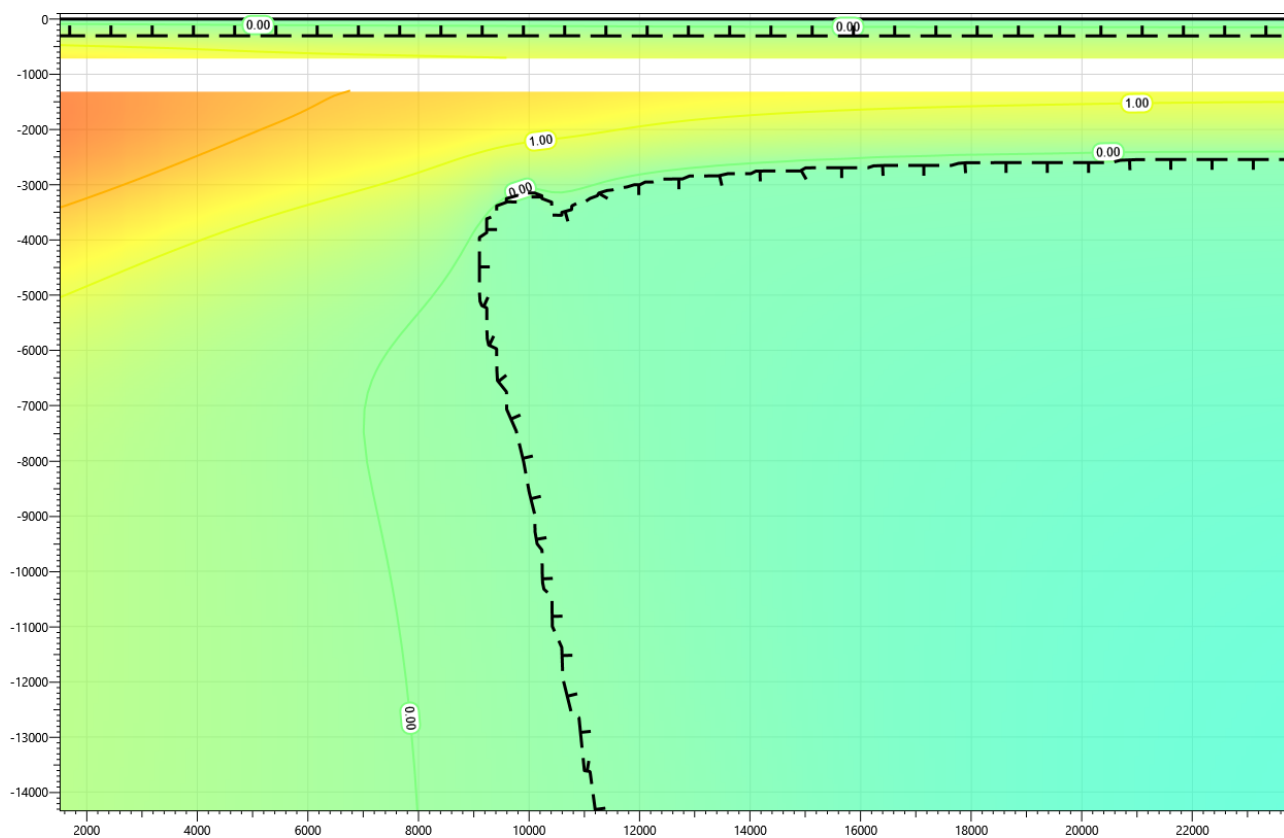


Рисунок В.94 – Температурное распределение в районе участка проектируемого напорного нефтепровода с теплоизоляцией в районе ПК138+00 - ПК140+00. Конец летнего сезона десятый год эксплуатации.

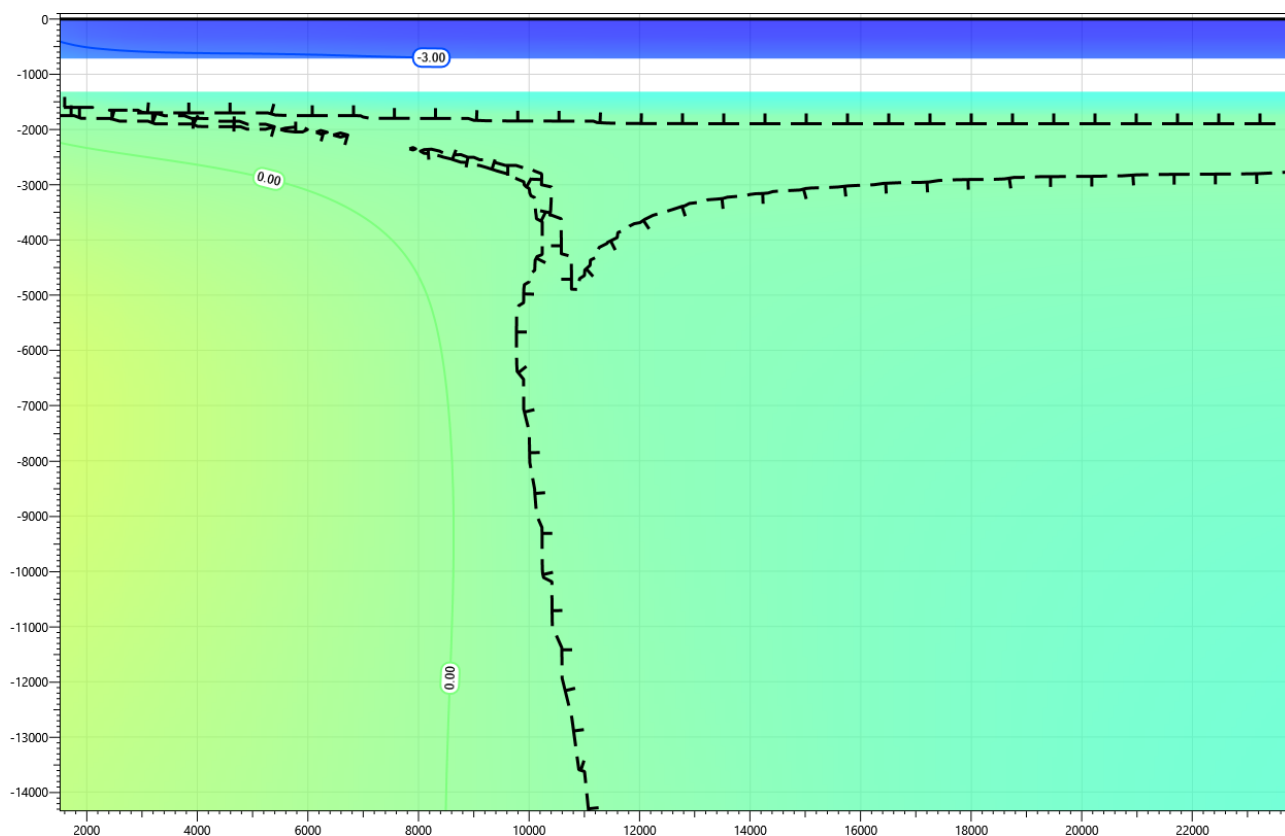


Рисунок В.95 – Температурное распределение в районе участка проектируемого напорного нефтепровода с теплоизоляцией в районе ПК138+00 - ПК140+00. Конец зимнего сезона пятнадцатый год эксплуатации.

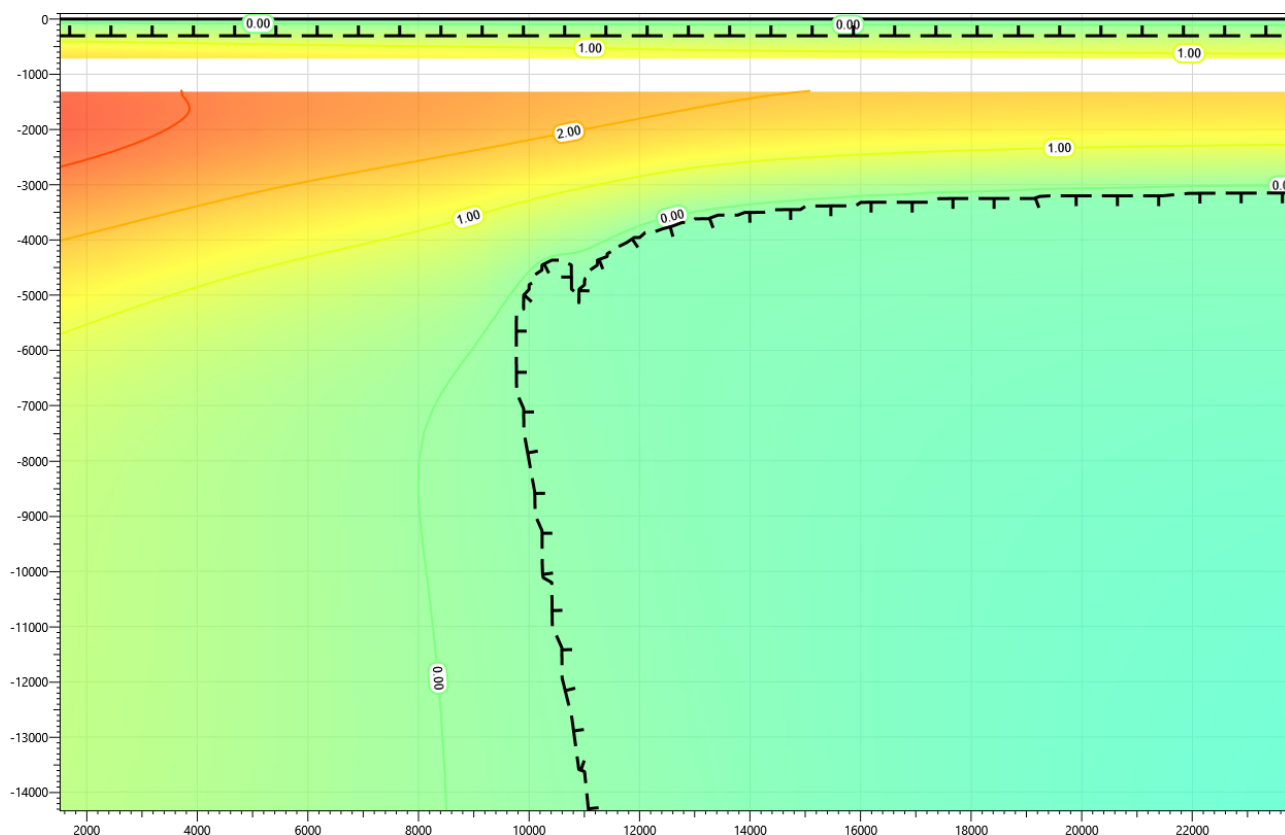


Рисунок В.96 – Температурное распределение в районе участка проектируемого напорного нефтепровода с теплоизоляцией в районе ПК138+00 - ПК140+00. Конец летнего сезона пятнадцатый год эксплуатации.

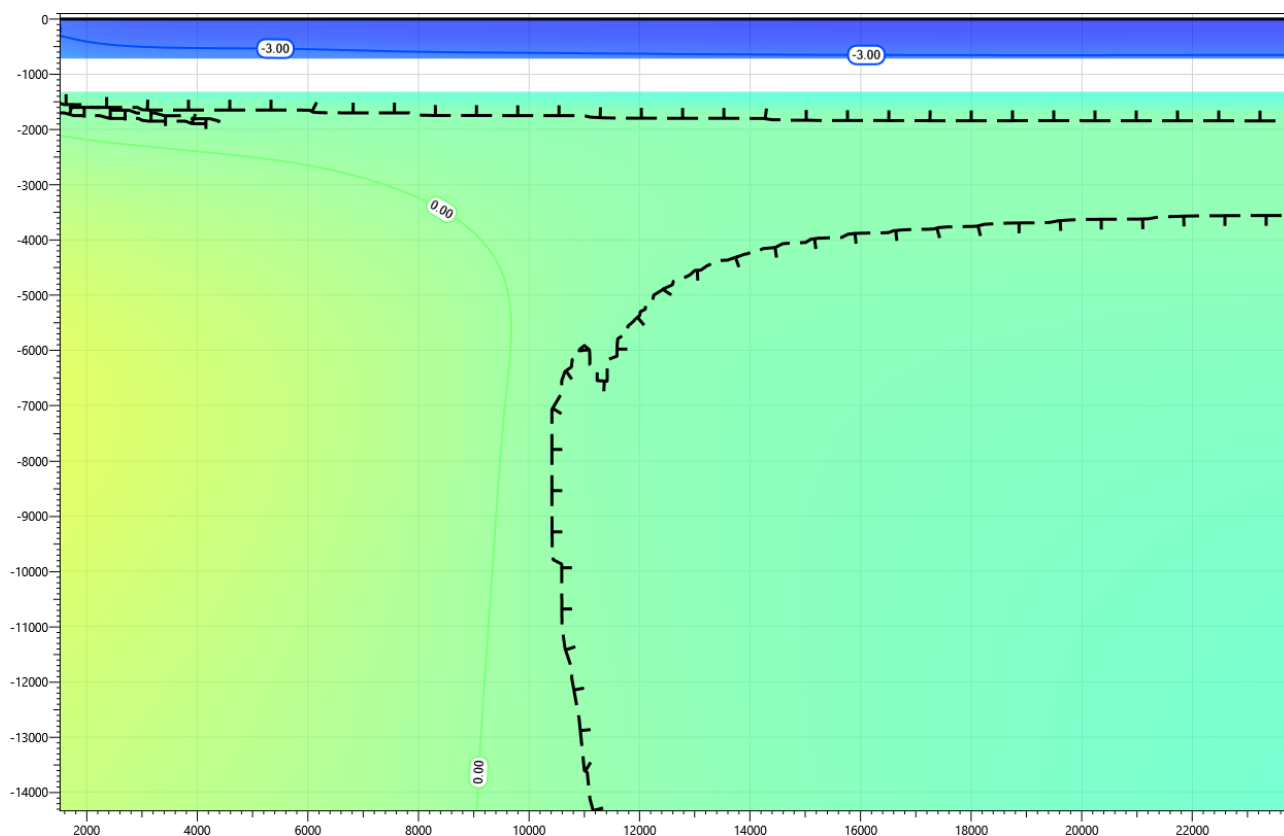


Рисунок В.97 – Температурное распределение в районе участка проектируемого напорного нефтепровода с теплоизоляцией в районе ПК138+00 - ПК140+00. Конец зимнего сезона двадцатый год эксплуатации.

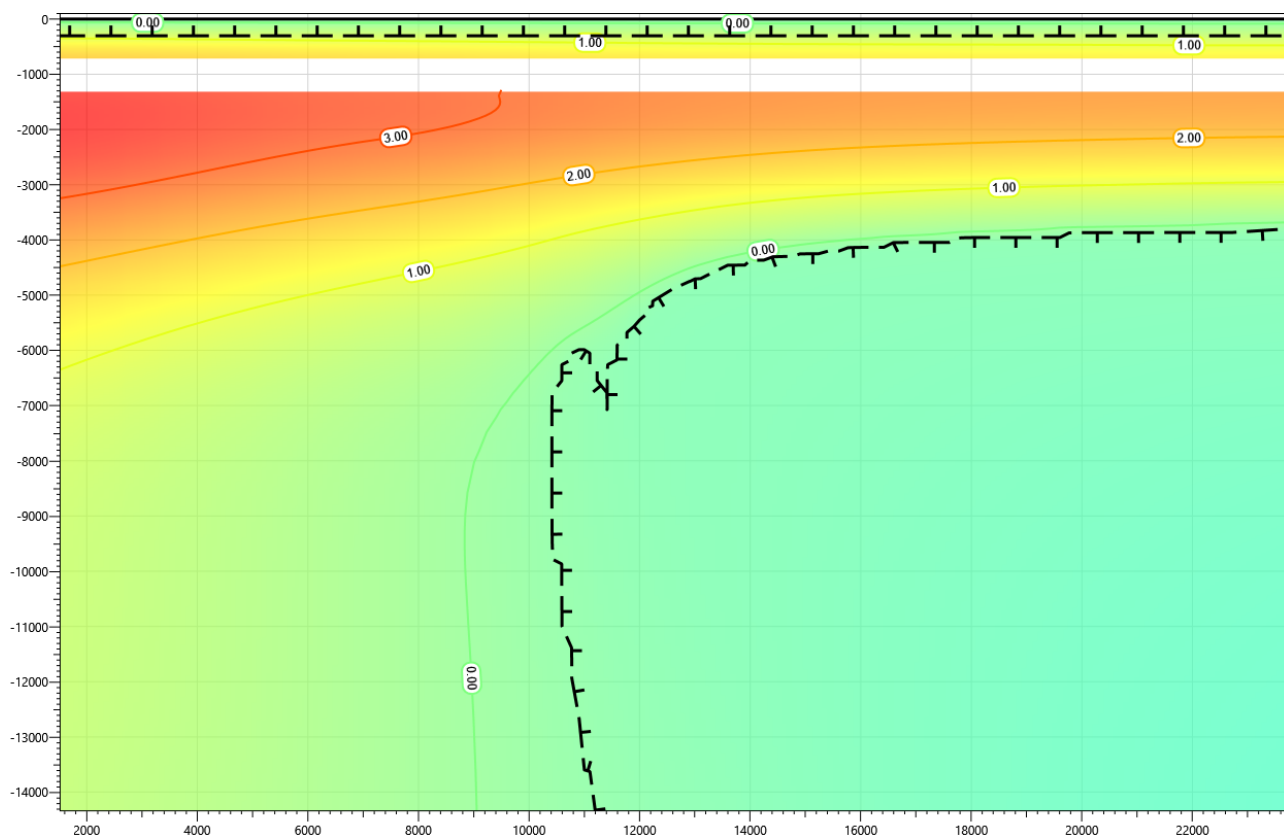


Рисунок В.98 – Температурное распределение в районе участка проектируемого напорного нефтепровода с теплоизоляцией в районе ПК138+00 - ПК140+00. Конец летнего сезона двадцатый год эксплуатации.

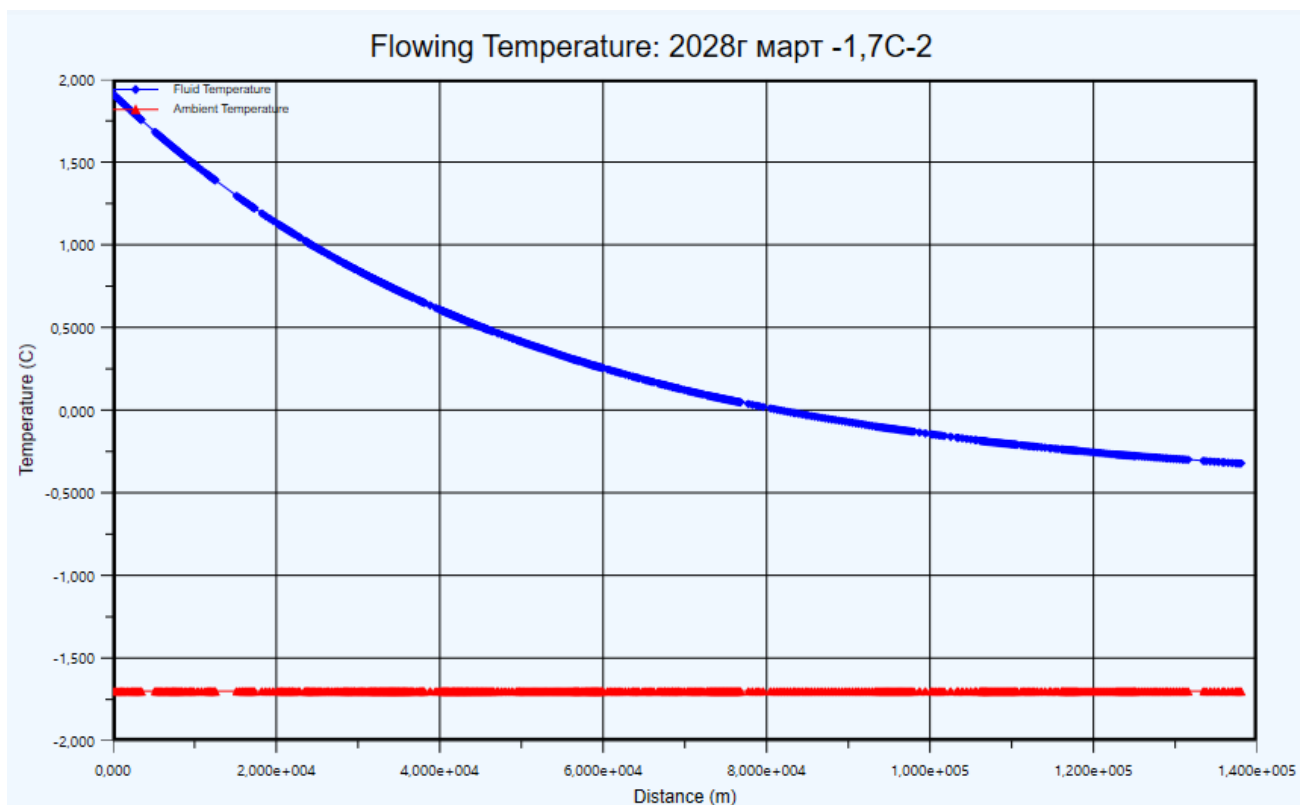
Приложение Г

Рисунок Г.1 - Результаты гидравлического расчета напорного нефтепровода DN300 на 2028 г – период максимальный по жидкости транспортируемой по ННП (на период эксплуатации), март

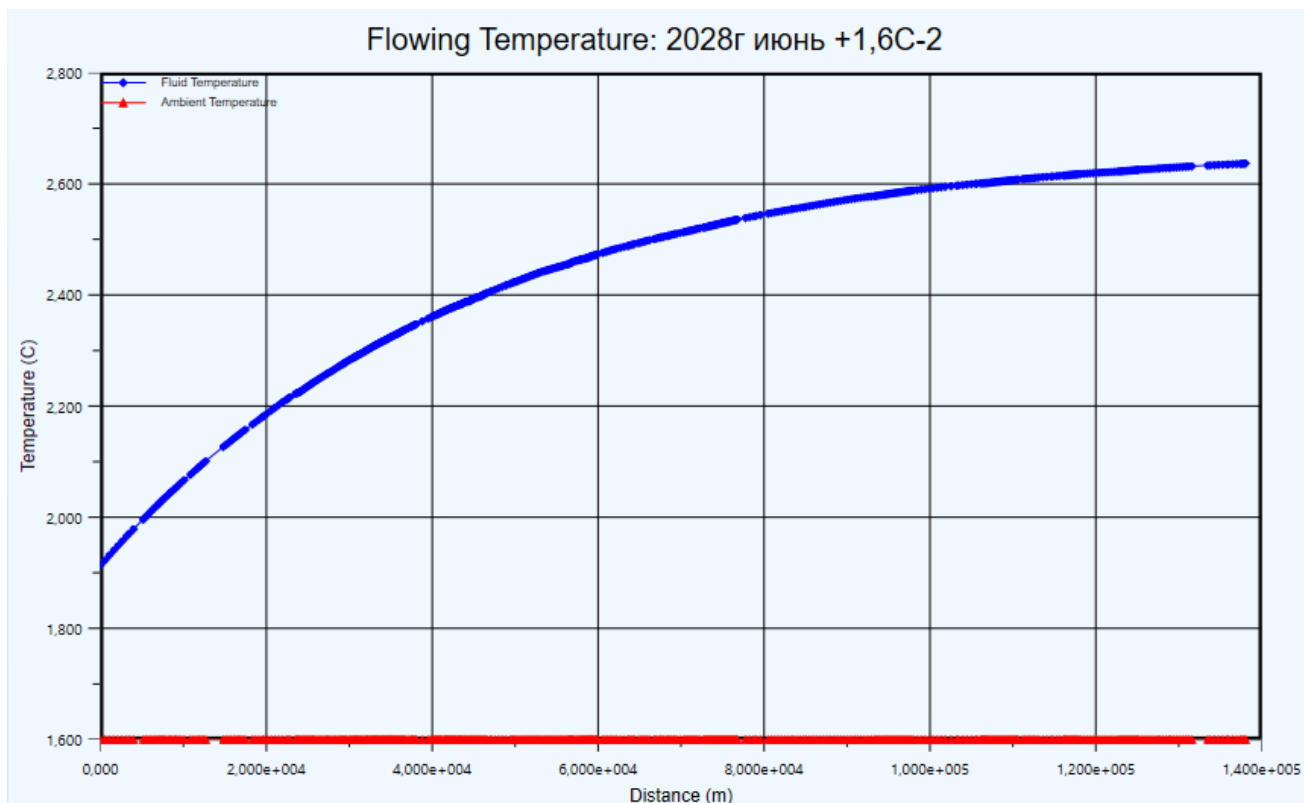


Рисунок Г.2 - Результаты гидравлического расчета напорного нефтепровода DN300 на 2028 г – период максимальный по жидкости транспортируемой по ННП (на период эксплуатации), июнь

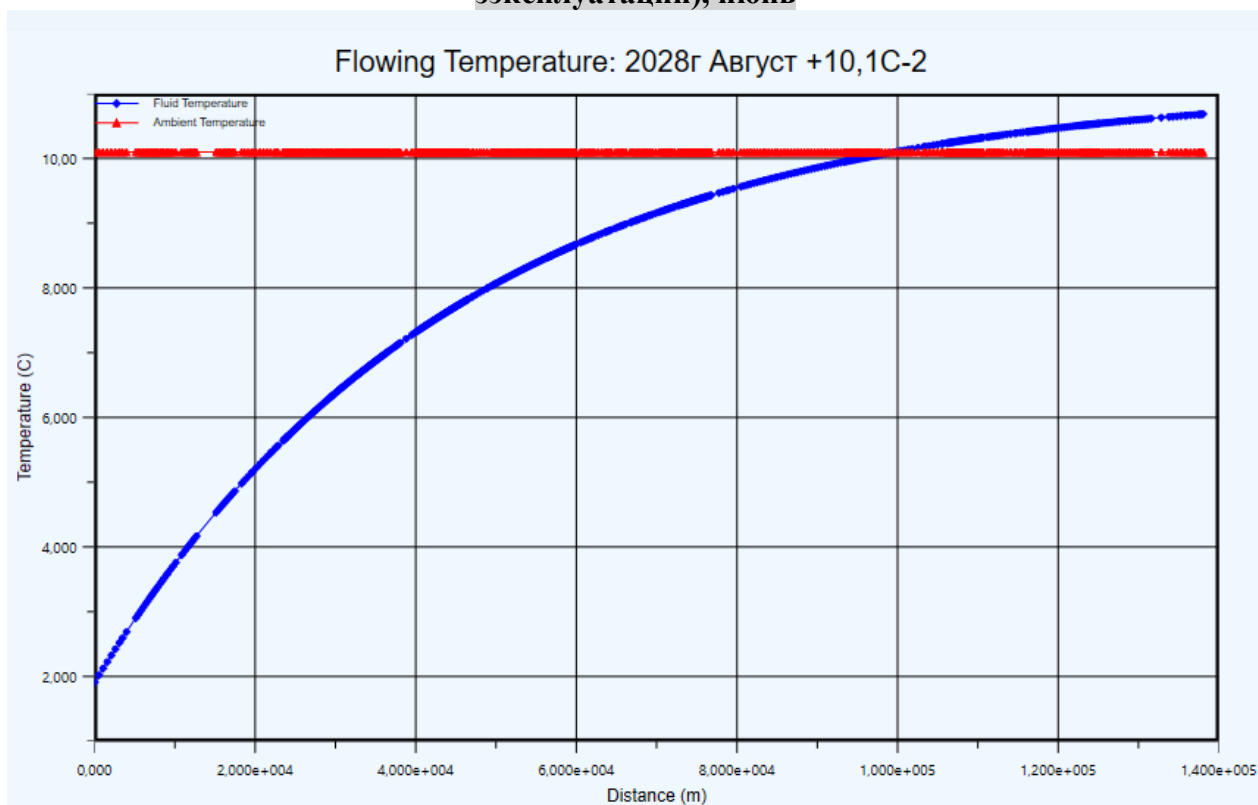


Рисунок Г.3 - Результаты гидравлического расчета напорного нефтепровода DN300 на 2028 г – период максимальный по жидкости транспортируемой по ННП (на период эксплуатации), август

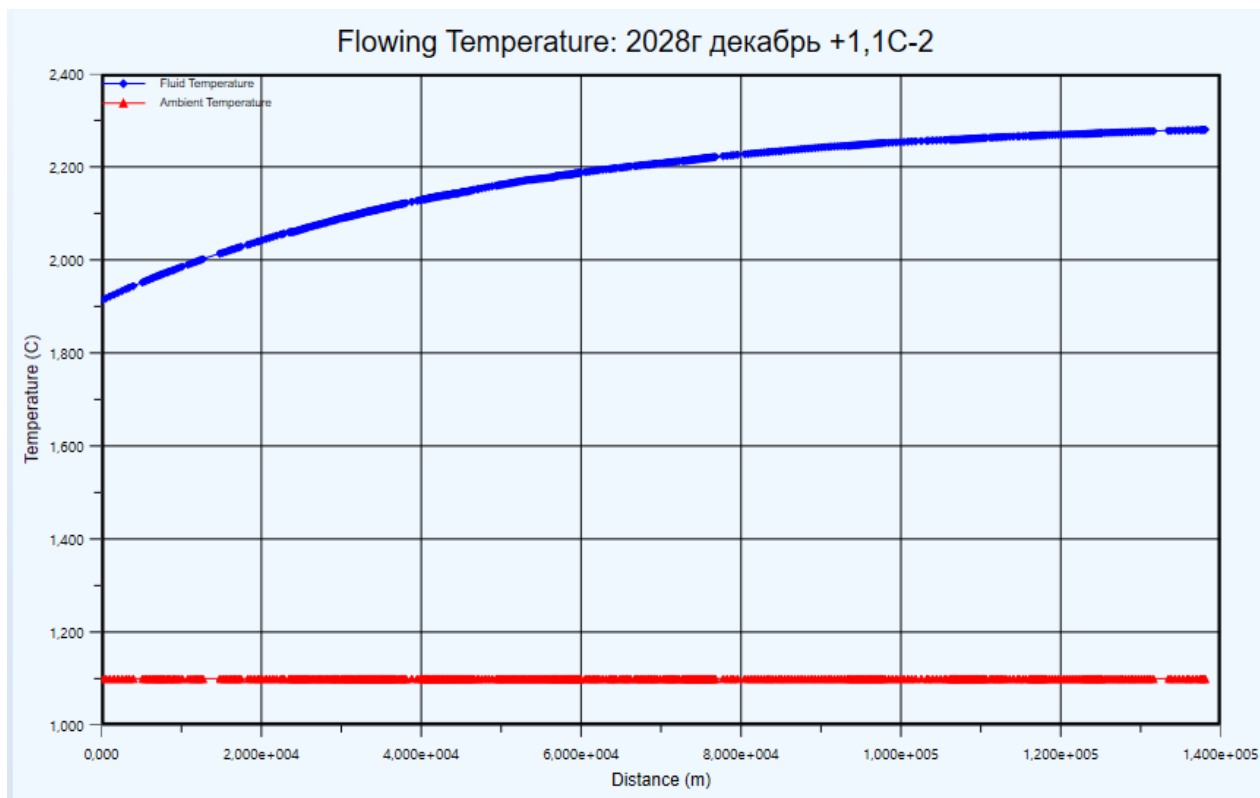


Рисунок Г.4 - Результаты гидравлического расчета напорного нефтепровода DN300 на 2028 г – период максимальный по жидкости транспортируемой по ННП (на период эксплуатации), декабрь

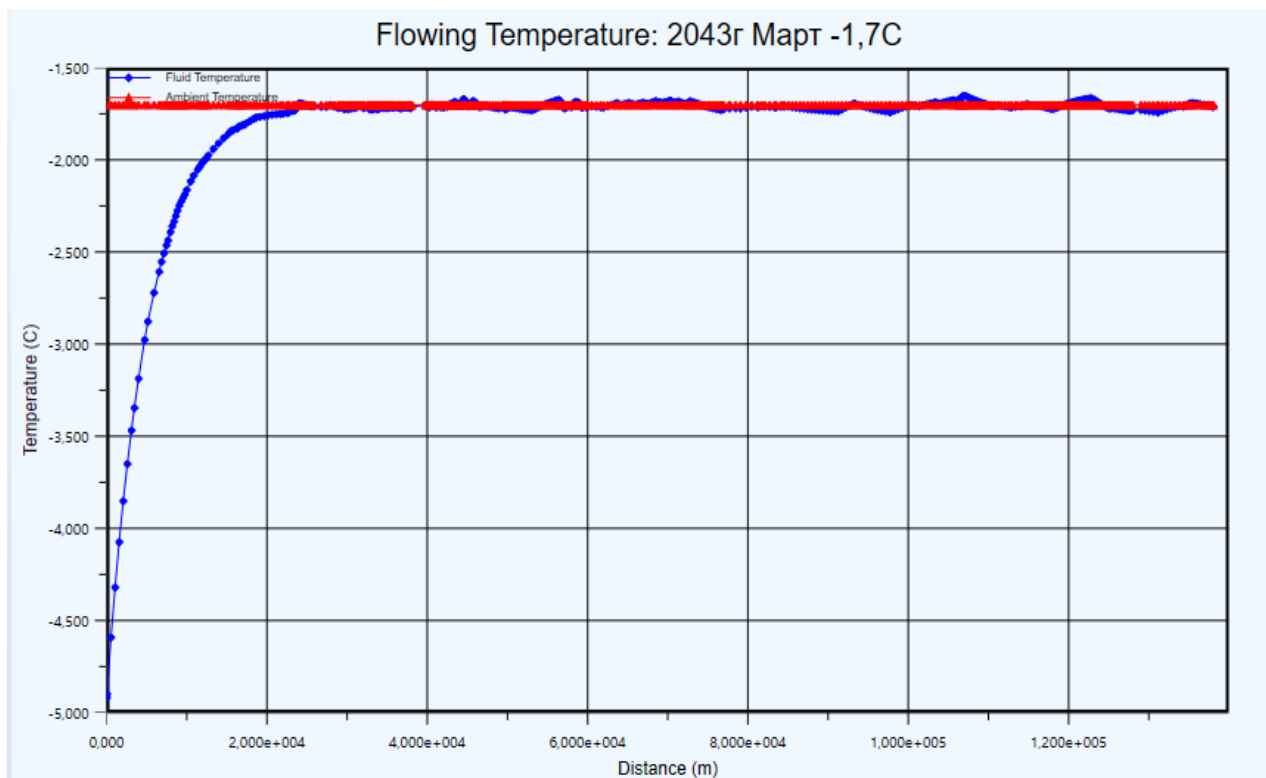


Рисунок Г.5 - Результаты гидравлического расчета напорного нефтепровода DN300 на 2043 г – период минимальный по жидкости транспортируемой по ННП (на период эксплуатации), март

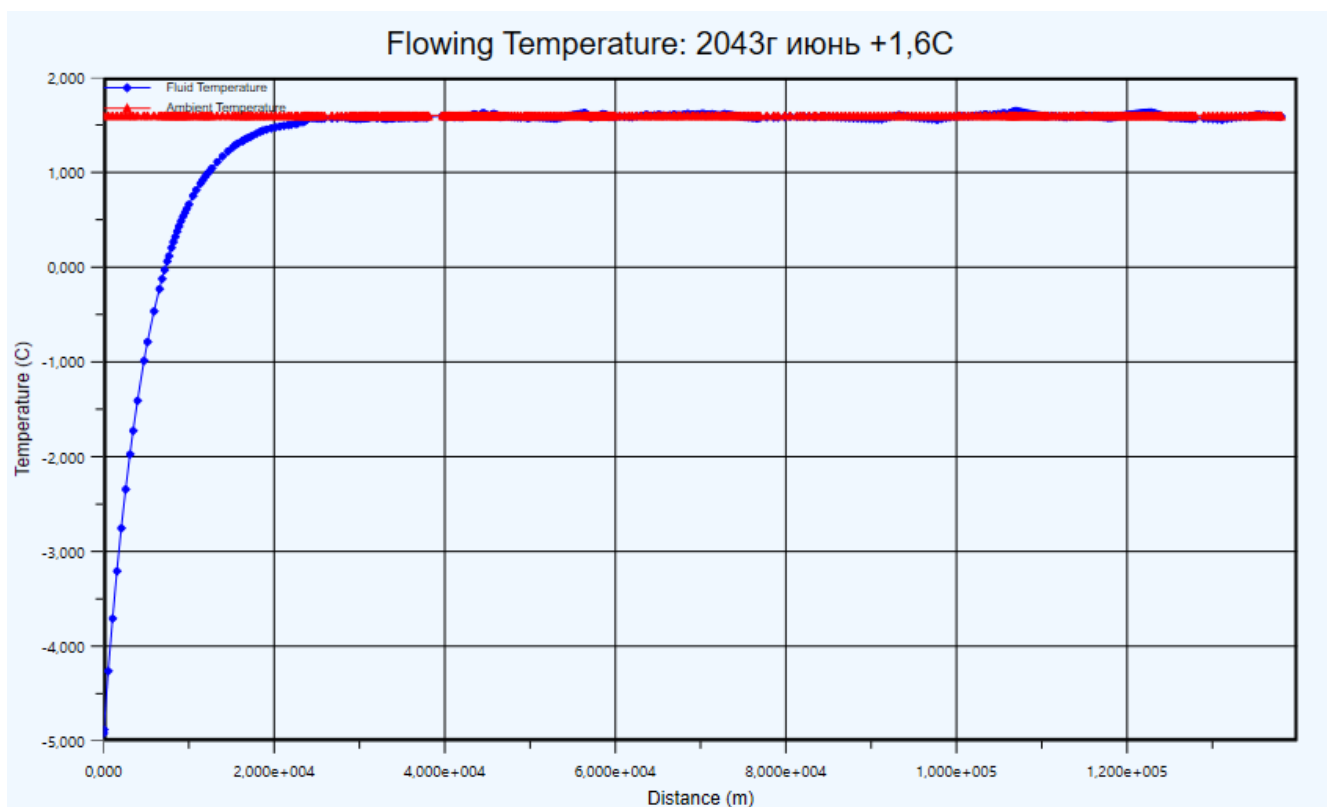


Рисунок Г.6 - Результаты гидравлического расчета напорного нефтепровода DN300 на 2043 г – период минимальный по жидкости транспортируемой по ННП (на период эксплуатации), июнь

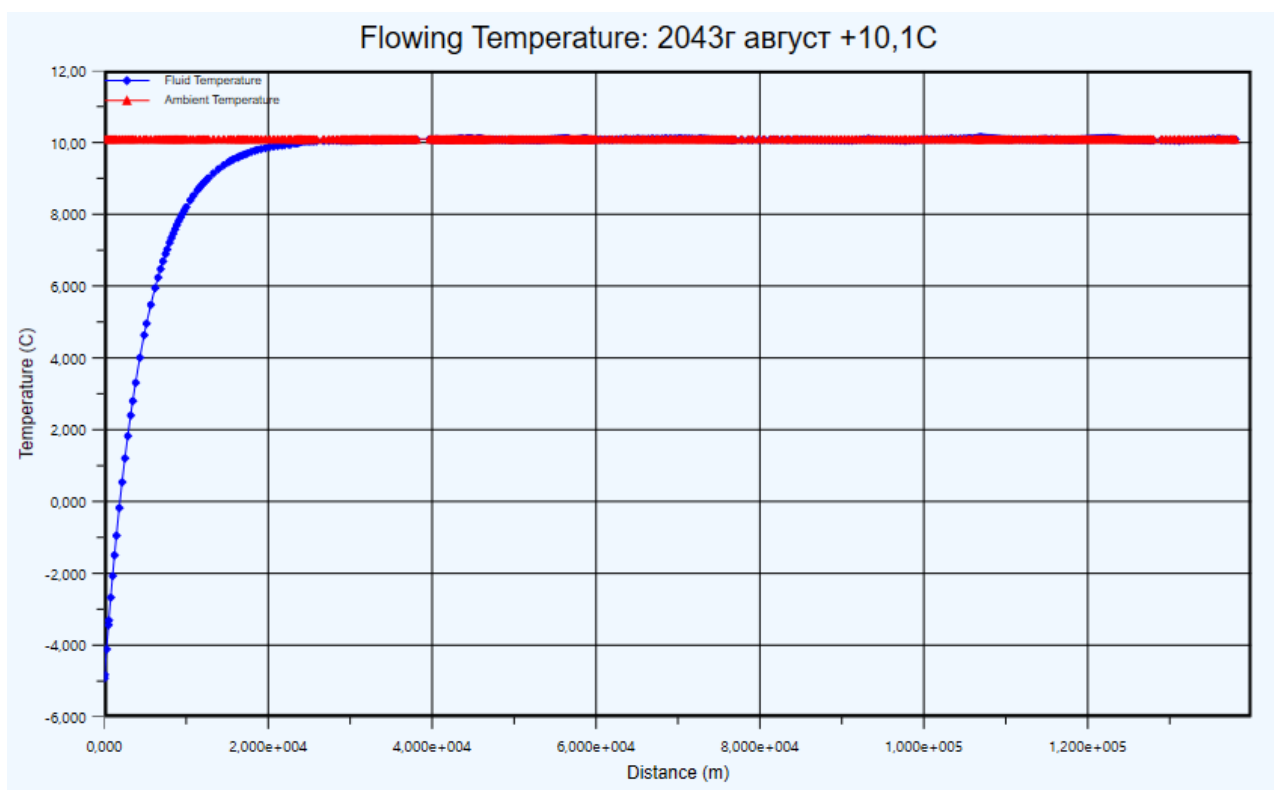


Рисунок Г.7 - Результаты гидравлического расчета напорного нефтепровода DN300 на 2043 г – период минимальный по жидкости транспортируемой по ННП (на период эксплуатации), август

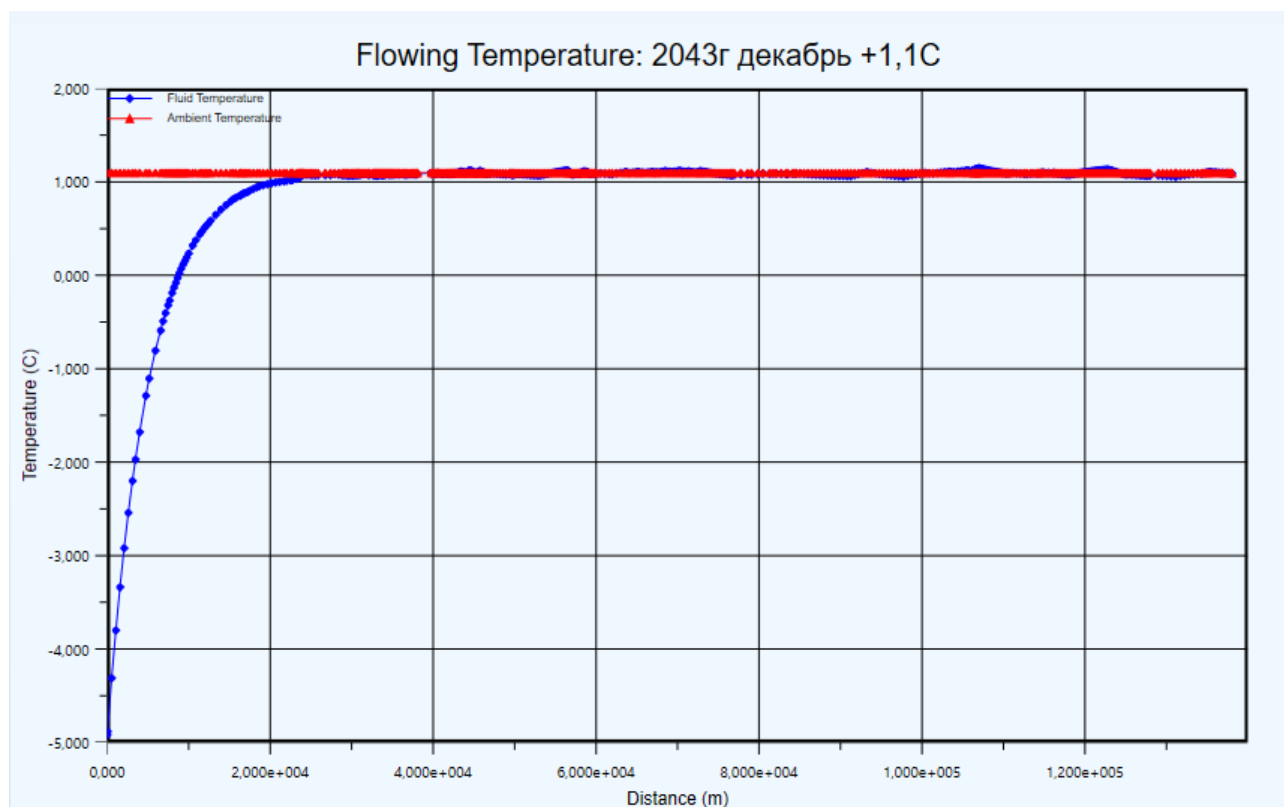


Рисунок Г.8 - Результаты гидравлического расчета напорного нефтепровода DN300 на 2043 г – период минимальный по жидкости транспортируемой по ННП (на период эксплуатации), декабрь